



Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ

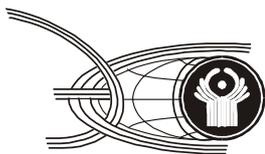


Протокол 40-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ



21 октября 2011 года
г. Москва





ПРОТОКОЛ

заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств

21 октября 2011 года

г. Москва

№ 40

В работе 40-го заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств приняли участие:

– делегации органов управления электроэнергетикой и электроэнергетических компаний Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан и Украины;

– представители Наблюдателей при Электроэнергетическом Совете СНГ: НП "Совет рынка", ОАО "ВО "Технопромэкспорт", Ассоциации "Гидропроект", ОАО "ХОЛДИНГ МРСК", ООО "Сименс";

– приглашенные представители Комиссии по экономическим вопросам при Экономическом совете СНГ, Исполнительного комитета СНГ, Секретариата Евразийского Экономического Сообщества, Посольства Республика Молдова в Российской Федерации, Посольства Украины в Российской Федерации, КДЦ "Энергия", АО "Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике" (Российская Федерация), АО "Самрук-Энерго" (Республика Казахстан), МОП "Электропрофсоюз", Общественного объединения "Всероссийский Электропрофсоюз", ОАО "ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева", ОАО "Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского" (Российская Федерация).

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

Председательствовал на заседании Президент Электроэнергетического Совета СНГ, Министр энергетики Российской Федерации Шматко Сергей Иванович.

После своего вступительного слова Шматко С.И. поздравил с 90-летием коллектив ОАО "Всероссийский научно-исследовательский институт гидротехники им. Б.Е. Веденеева" и вручил Генеральному директору института Беллендиру Е.Н. поздравительный адрес.



С приветственным словом к участникам заседания обратился Директор Департамента экономического сотрудничества Исполнительного комитета СНГ Кушниренко А.К.

Руководители делегаций государств-участников заседания утвердили следующую Повестку дня 40-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ:

1. О ходе подготовки энергосистем государств Содружества к работе в осенне-зимний период 2011-2012 гг. и о ходе решения вопроса по восстановлению параллельной работы энергосистемы Республики Таджикистан.

2. О мероприятиях, посвященных 20-летию Содружества Независимых Государств, проводимых в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.

3. О проекте Порядка определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.

4. О ходе выполнения Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики.

5. О новой редакции Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.

6. О проекте технического регламента "О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций".

7. Об организации системы взаимодействия электроэнергетических компаний государств-участников СНГ при ликвидации крупных технологических нарушений и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

8. О Сводном отчете по мониторингу "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" в государствах Содружества за 2009-2010 гг.

9. О сотрудничестве Электроэнергетического Совета СНГ и Европейской Экономической Комиссии ООН (ЕЭК ООН) в рамках реализации программы "Энергетическая эффективность – 21".

10. О подготовке Сборника нормативных правовых документов государств-участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики.

11. РАЗНОЕ

11.1. О прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ на 2012-2016 гг.

11.2. О разграничении балансовой принадлежности и обслуживании межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем государств-участников СНГ.

11.3. О документах, разработанных Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

11.4. Об итогах VIII Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.



11.5. Об итогах проведения Международной молодежной научно-технической конференции "Инновации в энергетику".

11.6. О присвоении Почетного звания "Заслуженный энергетик СНГ" и награждении Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ.

11.7. Об Отчете о деятельности Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств в 2007-2010 годах.

12. Об избрании Президента и Вице-президента Электроэнергетического Совета СНГ.

13. О дате и месте проведения очередного 41-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

1. О ходе подготовки энергосистем государств Содружества к работе в осенне-зимний период 2011-2012 гг. и о ходе решения вопроса по восстановлению параллельной работы энергосистемы Республики Таджикистан

(Шматко С.И., Юсифбейли Н.А., Ширма А.Р., Мишук Е.С., Мелконян Т.Ш., Джаксалиев Б.М., Тентиев А.М., Бородин А.В., Турлубек А.А., Попа И.Г., Аюев Б.И., Ли В.К., Шамсиев Х.А., Гул Шерали, Ходаковский А.Н.)

Заслушав и обсудив информацию руководителей органов управления электроэнергетикой государств-участников СНГ о ходе подготовки к работе национальных энергосистем, задачах по организации их взаимодействия в осенне-зимний период 2011-2012 гг. и о ходе решения вопроса по восстановлению параллельной работы энергосистемы Республики Таджикистан,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил*:

1. Принять к сведению информацию о работе национальных энергосистем государств-участников СНГ по подготовке к предстоящему осенне-зимнему периоду 2011-2012 гг.

2. Органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ при параллельной работе энергосистем обеспечить безусловное соблюдение диспетчерской дисциплины и выполнение согласованных графиков перетоков электроэнергии, а также оказание соответствующей помощи в случае возникновения аварийных ситуаций на межгосударственных линиях электропередачи.

3. Принимая во внимание заявление Республики Таджикистан о выполнении необходимых мероприятий и о готовности безусловного соблюдения согласованных графиков перетоков электроэнергии, отмечая заинтересованность других государств, обратиться в Кабинет Министров Республики Узбекистан принять необходимые меры по восстановлению параллельной работы энергосистемы Республики Таджикистан с энергосистемами государств-участников СНГ.

4. Для закрепления международного сотрудничества провести круглый стол (совещание) руководителей государственных энергетических надзоров с целью подписания меморандума о сотрудничестве.



Поручить Исполнительному комитету сформировать до 30 декабря 2011 года целевую рабочую группу для организации проведения круглого стола (совещания) и подготовки проекта меморандума.

5. Членам Электроэнергетического Совета СНГ продолжить работу по урегулированию вопросов внеплановых отклонений перетоков электрической энергии и мощности между энергосистемами государств-участников СНГ.

Поручить Исполнительному комитету подготовить до 1 января 2012 года согласованные предложения по взаимодействию государств Содружества в указанном направлении с применением механизма компенсации.

** Республика Молдова и Украина резервируют позицию по п.5 настоящего Решения.*

2. О мероприятиях, посвященных 20-летию Содружества Независимых Государств, проводимых в рамках Электроэнергетического Совета СНГ

(Мишук Е.С.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета,
Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Одобрить работу Исполнительного комитета по выполнению Плана мероприятий, посвященных 20-летию Содружества Независимых Государств, проводимых в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.

2. Просить руководителей органов управления электроэнергетикой и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ принять активное участие в выполнении мероприятий, предусмотренных данным документом.

3. Выразить благодарность российским энергокомпаниям ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС", ОАО "РусГидро", ОАО "Холдинг МРСК" и ОАО "СО ЕЭС" за финансовую и организационную помощь в проведении юбилейных мероприятий.

**Азербайджанская Республика участвует в настоящем Решении с учетом особого мнения Азербайджанской Республики к Решению Совета глав правительств СНГ от 21 мая 2010 года о Плате мероприятий, посвященных 20-летию Содружества Независимых Государств.*

3. О проекте Порядка определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ

(Мишук Е.С., Заикина Н.В., Ходаковский А.Н.)

Заслушав и обсудив Информацию Руководителя Рабочей группы "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ",

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Утвердить Порядок определения межгосударственных сечений/сечений



экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (**Приложение 2**).

**Азербайджанская Республика и Украина не участвуют в настоящем Решении.*

4. О ходе выполнения Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики

(Мишук Е.С.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета,
Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил*:

1. Одобрить подготовленную Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ Справку о ходе выполнения Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики (**Приложение 3**).

2. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ при необходимости актуализировать указанную Справку и направить в Исполнительный комитет СНГ с целью включения в сводную информацию для представления Экономическому совету СНГ в соответствии с Решением Совета глав правительств СНГ от 21 мая 2010 года.

**Азербайджанская Республика не участвует в настоящем Решении.*

5. О новой редакции Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики

(Мишук Е.С., Степанов Н.В., Мелконян Т.Ш., Ходаковский А.Н.)

Заслушав и обсудив информацию Председателя Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил*:

1. Утвердить новую редакцию Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики (**Приложение 4**).

2. Считать утратившей силу Стратегию (основные направления) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года, утвержденную Решением 27-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 26 мая 2005 года.

3. Поручить Координационному совету по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики ежегодно информировать Электроэнергетический Совет СНГ о ходе выполнения указанной Стратегии.



4. Просить руководство Министерства энергетики и угольной промышленности Украины рассмотреть вопрос о присоединении Украины к Стратегии (основным направлениям) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.

** Республика Армения зарезервировала позицию по настоящему Решению в ходе заседания. Письмом Министерства энергетики и природных ресурсов Республики Армения от 25.11.2011 №01/21.2/4727-11 Республика Армения проголосовала "за" по данному пункту, одновременно предложив изменить срок выполнения пункта 3.4 Перспективного плана мероприятий по выполнению Стратегии на 2012 год.*

Азербайджанская Республика и Украина не участвуют в настоящем Решении.

6. О проекте технического регламента "О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций"

(Мишук Е.С., Лелюхин Н.В., Мелконян Т.Ш.)

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочей группы "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ",

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Утвердить технический регламент "О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций" (**Приложение 5**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ руководствоваться данным техническим регламентом при разработке соответствующих национальных документов.

** Республика Армения зарезервировала позицию по настоящему Решению в ходе заседания. Письмом Министерства энергетики и природных ресурсов Республики Армения от 11.11.2011 №01/21.2/4457-11 Республика Армения проголосовала "за" по данному пункту.*

7. Об организации системы взаимодействия электроэнергетических компаний государств-участников СНГ при ликвидации крупных технологических нарушений и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

(Мишук Е.С., Бородин А.В.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Поручить Исполнительному комитету создать Рабочую группу по разработке системы взаимодействия электроэнергетических компаний государств-участников СНГ при ликвидации крупных технологических нарушений и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера из представителей органов управления электроэнергетикой и национальных электроэнергетических компаний государств-



участников СНГ.

2. Органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ представить в Исполнительный комитет кандидатуры из числа специалистов для включения в состав указанной Рабочей группы.

3. Рекомендовать Российской Стороне проработать вопрос о присоединении Российской Федерации к Соглашению о взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников СНГ от 30 мая 2002 года.

** Азербайджанская Республика участвует в настоящем Решении с учетом особого мнения Азербайджанской Республики к Соглашению о взаимопомощи в случаях аварии и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников Содружества Независимых Государств от 30 мая 2002 года.*

8. О Сводном отчете по мониторингу "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" в государствах Содружества за 2009-2010 гг.

(Мишук Е.С., Сапаров М.И., Малаха В.Н., Бородин А.В., Юсифбейли Н.А., Попа И.Г., Ходаковский А.Н.)

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Одобрить Сводный отчет по мониторингу "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" в государствах Содружества за 2009–2010 гг., подготовленный Рабочей группой ЭЭС СНГ по охране окружающей среды совместно с Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ.

2. Исполнительному комитету подготовить отдельное издание Сводного отчета и направить его членам Электроэнергетического Совета СНГ.

3. Поручить Исполнительному комитету на основе данных Сводного отчета государств Содружества организовать подготовку Краткого совместного отчета ЕВРЭЛЕКТРИК и Электроэнергетического Совета СНГ за 2009-2010 гг. по направлениям, представляющим взаимный интерес в сферах экологии, изменения климата, энергоэффективности и развития возобновляемой энергетики.

** Азербайджанская Республика и Республика Молдова резервируют свою позицию по настоящему Решению.*

Украина не участвует в настоящем Решении.



9. О сотрудничестве Электроэнергетического Совета СНГ и Европейской Экономической Комиссии ООН (ЕЭК ООН) в рамках реализации программы "Энергетическая эффективность – 21"

(Мишук Е.С.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета,
Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о сотрудничестве Электроэнергетического Совета СНГ и Европейской Экономической Комиссии ООН (ЕЭК ООН) в рамках реализации программы "Энергетическая эффективность – 21".

2. Принять за основу подготовленный Секретариатом ЕЭК ООН и Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ проект Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской Экономической Комиссией Организации Объединенных Наций.

3. Поручить Рабочей группе Электроэнергетического Совета СНГ по охране окружающей среды и Секции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике доработать проект Меморандума с учетом поступивших замечаний и предложений государств Содружества и внести на рассмотрение очередного заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

** Азербайджанская Республика не участвует в настоящем Решении.*

10. О подготовке Сборника нормативных правовых документов государств-участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики

(Мишук Е.С.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета,
Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о ходе подготовки Сборника нормативных правовых документов государств-участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики.

2. Утвердить Структуру Сборника нормативных правовых документов государств-участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики (**Приложение 6**).

3. Просить руководителей органов управления электроэнергетикой и национальных электроэнергетических компаний государств-участников СНГ представить к 1 февраля 2012 года в Исполнительный комитет материалы для подготовки Сборника.

** Азербайджанская Республика резервирует свою позицию по настоящему Решению.*



11. Разное

11.1. О прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ на 2012-2016 гг.

(Мишук Е.С., Ходаковский А.Н., Мелконян Т.Ш.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил*:

1. Принять к сведению прогнозные данные о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ на 2012-2016 гг.

2. Продолжить работу по формированию прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ в соответствии с утвержденным Порядком формирования прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ.

3. Просить руководителей органов управления электроэнергетикой Азербайджанской Республики, Республики Таджикистан и Туркменистана представить прогнозные данные о балансах электрической энергии и мощности на 2012-2016 гг.

**Азербайджанская Республика и Украина не участвуют в настоящем Решении.*

11.2. О разграничении балансовой принадлежности и обслуживании межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем государств-участников СНГ

(Мишук Е.С., Бердников Р.Н., Бородин А.В., Попа И.Г., Ходаковский А.Н., Ширма А.Р., Азимов Б.Р., Джаксалиев Б.М.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета по вопросу разграничения балансовой принадлежности и обслуживания межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем государств-участников СНГ.

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ, не подписавших Соглашение о сотрудничестве государств-участников СНГ в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем от 20 ноября 2009 года, инициировать процедуру присоединения к нему.

3. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Российской Федерации, Республики Таджикистан и Республики Узбекистан продолжить на двусторонней основе работу по юридическому оформлению правоустанавливающих документов на



межгосударственные линии электропередачи с привлечением при необходимости соответствующих уполномоченных органов государственного управления Сторон.

4. Исполнительному комитету продолжить мониторинг хода работы по разграничению балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи государств-участников СНГ.

11.3. О документах, разработанных Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

(Мишук Е.С., Аюев Б.И., Бородин А.В.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить разработанную в соответствии с Планом работы КОТК на 2010-2012 годы Рекомендуемую форму соглашения по организации обмена неоперативной технологической и статистической информацией, используемую для обеспечения параллельной работы (**Приложение 7**).

2. Внести изменение в План работы КОТК на 2010-2012 годы, изложив п. 2.1 в следующей редакции: "Разработка проекта рекомендуемой формы соглашения по организации обмена неоперативной технологической и статистической информацией, используемой для обеспечения параллельной работы".

3. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ использовать Рекомендуемую форму соглашения в своей практической деятельности.

11.4. Об итогах VIII Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ

(Мишук Е.С.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о подготовке и проведении Международных соревнований профессионального мастерства бригад по обслуживанию линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше национальных энергосистем государств-участников СНГ.

2. Отметить высокий уровень организации и проведения Международных соревнований со стороны филиала ОАО "МРСК Волги" – "Пензаэнерго".

3. Выразить благодарность руководителям национальных органов управления электроэнергетикой электроэнергетических компаний государств Содружества, делегировавшим свои команды для участия в Международных соревнованиях, а также специалистам за участие в работе Оргкомитета, Главной судейской комиссии и судейских бригадах.



4. Наградить членов команд, занявших 1-3-е места в Международных соревнованиях 2011 года, и группу лиц, наиболее отличившихся в их организации и проведении, Почетными грамотами Электроэнергетического Совета СНГ (**Список - Приложение 8**).

11.5. Об итогах проведения Международной молодежной научно-технической конференции "Инновации в энергетику"

(Мишук Е.С.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета,
Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета об итогах проведения Международной молодежной научно-технической конференции "Инновации в энергетику".

2. Отметив высокий уровень организации и проведения Конференции, считать целесообразным продолжить практику проведения подобных мероприятий на регулярной основе.

3. Поручить Исполнительному комитету рассмотреть вопросы организации публикации призовых работ в ведущих отраслевых журналах и выделения специальных грантов на разработку актуальной отраслевой тематики.

4. Просить членов Электроэнергетического Совета СНГ рассмотреть вопрос о выделении для проведения таких мероприятий необходимой спонсорской помощи, а также ввести в практику обеспечение профессионального роста и материального поощрения призеров Международной молодежной научно-технической конференции.

11.6 О присвоении Почетного звания "Заслуженный энергетик СНГ" и награждении Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ

(Мишук Е.С.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета,
Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. За значительный вклад в развитие интеграционных процессов в энергетике государств-участников Содружества Независимых Государств присвоить Почетное звание "Заслуженный энергетик СНГ":

По представлению Республики Казахстан

Абдрахманов Алтаю Аймухаметовичу	-	Заместителю начальника Управления по оперативной работе ДУ АО "АЖК"
Абдильбаеву Бауржану Турысбековичу	-	Начальнику Жамбылских ТЭС филиала АО "KEGOC" "Южные МЭС"



- Абейльдинову**
Арстанбеку Хабиевичу - Начальнику Отдела планирования, контроля ремонтов и капитального строительства технического управления АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"
- Адамову**
Берику Багдатовичу - Начальнику Акмолинских ТЭС филиала АО "KEGOC" "Акмолинские МЭС"
- Буркитбаеву**
Рыскелды Мауленкуловичу - Начальнику Отдела подготовки ремонтов ТОО "Астанастройэнерго"
- Вальковой**
Азе Игоревне - Начальнику отдела тепловых сетей АО "Институт "КазНИПИЭнергопром"
- Галеву**
Равилю Рафаиловичу - Главному диспетчеру РДЦ филиала АО "KEGOC" "Сарбайские МЭС"
- Дмитровой**
Ольге Михайловне - Главному специалисту, руководителю группы оперативно-диспетчерского анализа диспетчерской службы филиала АО "KEGOC" "НДЦ СО"
- Евдакову**
Александрю Викторовичу - Директору ТОО "Актобееэнерго"
- Жаманакону**
Айдыну Жолдасбековичу - Заместителю директора ТОО "Промстрой-Энерго" по производству
- Жидеханову**
Даулеткелди Киргизбаевичу - Главному менеджеру Отдела ремонтов Департамента эксплуатации Исполнительной дирекции АО "KEGOC"
- Зимину**
Владимиру Ивановичу - Заместителю главного инженера по эксплуатации и ремонту оборудования АО "Астана-Региональная Электросетевая Компания"
- Иманову**
Нуржану Ибрагимовичу - Генеральному директору ТОО "Қарағанды Жарық"
- Каримову**
Мурату Актановичу - Управляющему директору по производству АО "МРЭК"
- Карпову**
Дмитрию Павловичу - Управляющему директору ТЭЦ-3 АО "Алматинские электрические станции"
- Корх**
Александрю Александровичу - Заместителю генерального директора по режимам и наладке АО "Астана-Теплотранзит"
- Ларичеву**
Леониду Викторовичу - Генеральному директору АО "Астана-Энергия"
- Лейнвеберу**
Сергею Александровичу - Главному инженеру КГП "Горсвет" акимата г. Караганды
- Макухе**
Николаю Семёновичу - Начальнику группы подстанции Уральских ТЭС филиала АО "KEGOC" "Актюбинские МЭС"
- Монастыренку**
Николаю Гавриловичу - Начальнику управления автоматизации, метрологии, измерительных систем АО "Павлодарская РЭК"



- | | | |
|--|---|---|
| Омельченко
Александр Александрович | - | Начальнику смены ТЭС ТОО "МАЭК"
НАК "Казатомпром" |
| Парафиеву
Ивану Михайловичу | - | Главному диспетчеру РДЦ филиала
АО "KEGOC" "Алматинские МЭС" |
| Пашкевичу
Ростиславу Григорьевичу | - | Начальнику Службы линий электропередачи
филиала "АМЭС" АО "АРЭК" |
| Перфилову
Олегу Владимировичу | - | Заместителю Председателя Правления по
производству АО "СЕВКАЗЭНЕРГО" |
| Плотникову
Владимиру Ивановичу | - | Техническому директору
ТОО "Караганда Энергоцентр" |
| Поротникову
Анатолию Анатольевичу | - | Старшему диспетчеру РДЦ
филиала АО "KEGOC" "Северные МЭС" |
| Разумову
Николаю Викторовичу | - | Заместителю генерального директора по
развитию и капитальным проектам
ТОО "АЭС Усть-Каменогорская ГЭС" |
| Таймаковой
Нине Петровне | - | Главному специалисту Отдела проектирования
энергосистем в АО КазНИПИИТЭС "Энергия" |
| Тарасенко
Анатолию Ильичу | - | Генеральному директору ТОО "Энергосистема" |
| Тарасовой
Лидии Петровне | - | Наладчице ТОО "Электроюгмонтаж" |
| Терещенко
Геннадия Александровичу | - | Менеджеру отдела строительства и
реконструкции ВЛ Департамента капитального
строительства Исполнительной дирекции
АО "KEGOC" |
| Усипбаеву
Абдешу Есбергеновичу | - | Начальнику специализированного участка ТГЭС
ТОО "ЖЭС" РК |
| Феневу
Владимиру Николаевичу | - | Главному инженеру ТЭЦ АО "Евроазиатская
энергетическая корпорация" |
| Дадину
Максату Дадиновичу | - | Начальнику топливно-транспортного цеха
департамента ТЭЦ -2
АО "Алматинские электрические станции" |
| Жаманову
Талгату Какеновичу | - | Начальнику Управления метрологии
АО "Алатау Жарық Компаниясы" |
| Канавец
Александр Васильевичу | - | Главному инженеру по эксплуатации
АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2" |
| Кулибаеву
Тимуру Аскарновичу | - | Председателю Правления
АО "Фонд национального благосостояния
"Самрук-Казына" |
| Мухамедгалиеву
Рахиму Лукпановичу | - | Председателю Правления АО "Актобе ТЭЦ" |
| Сайманову
Сейтмурату Мирзабековичу | - | Заместителю Председателя Правления – главному
инженеру АО "Шардаринская ГЭС" |



Таменову
Темирхану Исаевичу - Главному специалисту группы объектов Госгортехнадзора Департамента технического развития АО "Жамбылская ГРЭС им.Т.И.Батурова"

По представлению Кыргызской Республики

Бакыеву
Кулмамату Сарыбаевичу - Инспектору государственной инспекции по энергетике и газу при Министерстве энергетики Кыргызской Республики

Болгонбекову
Арстанкулу Турдуевичу - Начальнику Курпсайской ГЭС Каскада Токтогульских ГЭС филиала ОАО "Электрические станции"

Поволоцкому
Алексею Алексеевичу - Мастеру цеха централизованного ремонта ТЭЦ г. Бишкек филиала ОАО "Электрические станции"

Сабырову
Эрмеку - Начальнику Отдела перспективного развития и капитального строительства ОАО "Электрические станции"

Штанке
Владимиру Вильгельмовичу - Заместителю главного инженера по релейной защите и автоматике Предприятия строящихся ГЭС филиала ОАО "Электрические станции"

Баймурзаеву
Сайдулле Улукбековичу - Начальнику Лейлекского РЭС ОАО "Ошэлектро"

Абдыраманову
Акылбеку Бекчороевичу - Мастеру службы подстанций Нарынского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"

Гуринову
Виктору Никитовичу - Начальнику Тамгинской группы подстанций Иссык-Кульского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"

Исмаилову
Кубанычбеку Байсеитовичу - Заместителю Генерального директора ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"

Касымову
Маматибраиму - Дежурному электромонтеру ПС 110 кВ "Кара-Кульджа" Ошского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"

Эшимбетову
Абдумиталипу - Начальнику Центра развития и Производственно технического управления Жалал-Абадского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"



- Джумалиеву**
Кайрату Насеровичу - Заместителю Министра энергетики Кыргызской Республики
- Койбагарову**
Джергалбеку
Тентемишевичу - Начальнику Чуйского территориального подразделения Государственной инспекции по энергетике и газу при Министерстве энергетики Кыргызской Республики

По представлению Республики Таджикистан

- Исоеву**
Шарифу Олимовичу - Главному инженеру ОАО "Южные электрические сети" ОАХК "Барки Точик"

По представлению Украины

- Кудлаю**
Станиславу Владимировичу - Директору Кременчугской ГЭС
ПАК "Укрэнерго"
- Митрофанову**
Ивану Семеновичу - Заместителю начальника Отдела капитального строительства Южной электроэнергетической системы НЭК "Укрэнерго"
- Молчанову**
Анатолию Анатольевичу - Председателю первичной профсоюзной организации филиала "Теплоцентральный №5 Киевэнерго" ПАК "Киевэнерго"
- Рудакову**
Валерию Анатольевичу - Директору Департамента кадров и охраны
ПАК "Донбассэнерго"
- Шмигельскому**
Игорю Орестовичу - Заместителю начальника 201 отряда
Военизированной охраны
ПАК "Донецкоблэнерго"

По представлению Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

- Швецу**
Николаю Николаевичу - Генеральному директору ОАО "Холдинг МРСК"
- Рябкину**
Владимиру Анатольевичу - Генеральному директору ОАО "МРСК Волги"
- Кучеренко**
Владимиру Ивановичу - Заместителю Генерального директора по техническим вопросам – главному инженеру ОАО "МРСК Волги"
- Кожевникову**
Михаилу Анатольевичу - Главному инженеру филиала ОАО "МРСК Волги" "Пензаэнерго"
- Киселеву**
Николаю Павловичу - Вице-президенту Ассоциации "Гидропроект"
- Гребенщикову**
Геннадии Васильевичу - Региональному директору по России и странам СНГ ОАО "ВО Технопромэкспорт"



Кузнецову
Валерию Николаевичу - Заместителю руководителя Дирекции по строительству ГЭС и подстанций
ОАО "ВО Технопромэкспорт"

2. За существенный вклад в развитие интеграционных процессов в области энергетики государств-участников Содружества Независимых Государств наградить Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ:

По представлению Республики Казахстан

Алексеева
Сергея Алексеевича - Начальника Службы релейной защиты, автоматики и измерений
АО "Астана - Региональная Электросетевая Компания"

Альжанова
Хайруллу Бейсеновича - Начальника участка Октябрьского района КГП
"Горсвет" акимата г. Караганды

Абдулгафарова
Рустама Наримановича - Директора Карагандинской ТЭЦ-3
ТОО "Караганда Энергоцентр"

Амангалиева
Марата Ерсайновича - 1-го заместителя Генерального директора,
главного инженера ТОО "Энергосистема"

Аргинова
Талгата Габдуллиновича - Президента АО "Энергоцентр"

Бексолтан
Айдына Ордабекулы - Заместителя директора Производственно-
технического департамента
ТОО "Қарағанды Жарық"

Галладжова
Нураддина Магамед-оглы - Начальника ЕГПП-500кВ Атбасарских ТЭС
филиала АО "KEGOC" "Акмолинские МЭС"

Герасименко
Сергея Владимировича - Начальника ЦРЭС - структурного подразделения
филиала "АМЭС" АО "АРЭК"

Гюнтер
Ольгу Васильевну - Начальника цеха специализированного ремонта
ТОО "Астанастройэнерго"

Есимханова
Талгата Магавьяновича - Начальника Отдела организации строительства,
управления капитального строительства
АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"

Ешмана
Болату Жумабекулы - Главного инженера АО "МРЭК"

Жұбалова
Қуаныша Кеңесұлы - Главного инженера филиала АО "KEGOC"
"Актюбинские МЭС"

Заикина
Александра Григорьевича - Начальника смены ТЭЦ-2 ТОО «МАЭК»
НАК "Казатомпром"

Зинкина
Анатолия Викторовича - Начальника Житикаринских ТЭС
филиала АО "KEGOC" "Сарбайские МЭС"

Калдыбалина
Нурдос Мухановича - Управляющего Т.Рыскуловского РЭС
ТОО "ЖЭС" РК



- Каримова**
Марата Мухтаровича - Мастера участка ТОО "Промстрой-Энерго"
- Киркинбаева**
Ерлана Амантаевича - Начальника Управления распределительных сетей города АО "АЖК"
- Кожихова**
Орынбасара Муслимовича - Директора ТОО "Электроюгмонтаж"
- Корнеева**
Михаила Юрьевича - Начальника Шымкентского регионального центра АО "Энергоинформ"
- Митину**
Галину Николаевну - Начальника Гидротехнического отдела АО "Институт "КазНИПИЭнергопром"
- Ормамбекова**
Жумагали Сатылгановича - Управляющего директора Западного теплового комплекса АО "АлЭС"
- Панченко**
Наталью Афанасьевну - Ведущего инженера Отдела изысканий АО "КазНИПИИТЭС" "Энергия"
- Садуакасова**
Азата Серикболовича - Менеджера Отдела строительства и реконструкции подстанции Департамента капитального строительства Исполнительной дирекции АО "KEGOC"
- Саугабаева**
Абзала Жалеловича - Руководителя группы режимов оперативно-диспетчерской службы АО "Астана-Теплотранзит"
- Торохтий**
Сергея Николаевича - Начальника турбинного цеха ТЭЦ-2 АО "СЕВКАЗЭНЕРГО"
- Ураева**
Олега Ермолаевича - Инженера 1 категории Службы испытаний и диагностики филиала АО "KEGOC" "Северные МЭС"
- Утюжникова**
Юрия Леонидовича - Директора ТЭЦ-1 АО "Астана-Энергия"
- Хитрова**
Олега Николаевича - Ведущего инженера лаборатории металлов и сварки производственного подразделения АО "Евразийская энергетическая корпорация"

По представлению Кыргызской Республики

- Алиева**
Базарбая Багышевича - Начальника Местной службы изоляции, защиты от перенапряжения и испытаний Ошского предприятия высоковольтных линий электрических сетей ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"
- Алиясова**
Кубанычбека Мейманбековича - Начальника Службы подстанций Чуйского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"



- Джайлобаева**
Орозна Талыповича
- Электрослесаря Балыкчинской группы подстанций Иссык-Кульского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"
- Карих**
Алексея Михайловича
- Старшего мастера производственного обучения Учебного центра ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"
- Охлопкина**
Александра Павловича
- Начальника ПСРЗА Таласского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"
- Симакову**
Тамару Степановну
- Заместителя начальника центральной диспетчерской службы ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"
- Стамбаева**
Касымбека Султанжановича
- Электромонтера 5 разряда службы ВЛ Нарынского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"
- Ташанова**
Назарали
- Начальника Службы надежности и безопасности ОАО "Ошэлектро"
- Ниязбекову**
Жийдегуль Бакиевну
- Инспектора-теплотехника Нарынского территориального подразделения Государственной инспекции по энергетике и газу при Министерстве энергетики Кыргызской Республики
- Асанбекова**
Адылбека Джодатовича
- Инспектора Чуйского территориального подразделения Государственной инспекции по энергетике и газу при Министерстве энергетики Кыргызской Республики
- Дуйшеналиева**
Асылбека Майымбетовича
- Главного инженера Ысык-Атинского РЭС ОАО "Северэлектро"
- Кащеева**
Василия Петровича
- Начальника по эксплуатации и ремонту устройств Релейной защиты и автоматики электротехнической лаборатории Производственной службы релейной защиты и автоматики ОАО "Северэлектро"
- Баялиева**
Ражапа Карыбаевича
- Директора Коммунального предприятия "Бишкектеплоэнерго"
- Насырова**
Керимбека Боколовича
- Заместителя технического директора Нарынского филиала ОАО "Востокэлектро"
- Абдыбайтова**
Самудина Асанкуловича
- Диспетчера Нарынского РЭС Нарынского филиала ОАО "Востокэлектро"



- | | | |
|--|---|---|
| Авазова
Салайдина Абдивалиевича | - | Генерального директора
ОАО "Жалалабатэлектро" |
| Гончарова
Анатолия Спиридоновича | - | Электромонтера по ремонту трансформаторов
Чолпон-Атинского РЭС ОАО "Востокэлектро" |
| Бутешева
Соонбека Бейшекеевича | - | Начальника смены котельного цеха ТЭЦ
г. Бишкек филиала ОАО "Электрические
станции" |
| Исаева
Кубанычбека Жумабековича | - | Слесаря 4 разряда электромашинного цеха
Ат-Башинской ГЭС филиала
ОАО "Электрические станции" |
| Кушубакова
Алмаза Канатбековича | - | Начальника местной службы релейной защиты и
автоматики Каскада Токтогульских ГЭС филиала
ОАО "Электрические станции" |
| Мамасыдыкову
Гульмиру Кочкоровну | - | Руководителя сметной группы Отдела
капитального строительства "Камбаратинские
ГЭС" филиала ОАО "Электрические станции" |
| Райканова
Аманбека | - | Старшего инженера машинного зала
оперативной группы Шамалды-Сайской ГЭС
Предприятия строящихся ГЭС филиала ОАО
"Электрические станции" |
| Сапожникова
Петра Анатольевича | - | Старшего мастера турбинного цеха ТЭЦ
г. Бишкек филиала ОАО "Электрические
станции" |
| Эргашева
Боходиржана Эндешевича | - | Заместителя главного инженера ТЭЦ г. Ош
филиала ОАО "Электрические станции" |
| Стамалиева
Алмаза Керимовича | - | Заведующего Отделом выработки и передачи
электроэнергии Министерства энергетики
Кыргызской Республики |

3. В соответствии с Решением 39-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 27 мая 2011 года наградить Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ ветеранов энергетики, участвовавших в ликвидации последствий чернобыльской катастрофы:

По представлению Республики Казахстан

- | | | |
|--|---|--|
| Мирошниченко
Евгения Николаевича | - | Инженера 2 категории службы подстанций
филиала АО "Казахстанская компания по
управлению электрическими сетями "KEGOC"
"Южные межсистемные электрические сети" |
| Рыскельдиева
Серика Тастаевича | - | Заместителя директора по экономическим
вопросам филиала АО "Казахстанская компания
по управлению электрическими сетями
"KEGOC" "Южные межсистемные
электрические сети" |



- Адмаев**
Сергей Анатольевич
- Мастера 1 группы бригады централизованного ремонта (БЦР-2) службы подстанций филиала АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями "KEGOC" "Алматинские межсистемные электрические сети"
- Кошалова**
Мурата Абаевича
- Электромонтера 6 разряда по обслуживанию подстанции 220 кВ "Лисаковская" Житикаринских ТЭС АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями "KEGOC" "Сарбайские межсистемные электрические сети"
- Чен**
Юрия
- Механика Кызылординских территориальных электрических сетей филиала АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями "KEGOC" "Южные межсистемные электрические сети"

По представлению Кыргызской Республики

- Мундузбаева**
Райымбека Канатовича
- Слесаря 5 разряда гидроцефа Курпсайской ГЭС Каскада Токтогульских ГЭС филиала ОАО "Электрические станции"
- Алимбекова**
Тургунбека
- Водителя 2 класса участка механизации и транспорта Предприятия строящихся ГЭС филиала ОАО "Электрические станции"
- Киселева**
Виктора Павловича
- Машиниста-обходчика по золоудалению котельного цеха ТЭЦ г. Бишкек филиала ОАО "Электрические станции"
- Укубаева**
Токтогана Додоновича
- Стрелка военизированной охраны Каскада Токтогульских ГЭС филиала ОАО "Электрические станции"

По представлению Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

- Захарова**
Александра Александровича
- Руководителя Секретариата Совета директоров и Правления ОАО "Холдинг МРСК"
- Медведева**
Юрия Ивановича
- Главного эксперта Департамента технического аудита ОАО "Холдинг МРСК"



11.7. Об Отчете о деятельности Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств в 2007-2010 годах

(Мишук Е.С.)

Заслушав и обсудив Информацию Исполнительного комитета, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил:**

1. Одобрить Отчет о деятельности Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств в 2007-2010 годах (**Приложение 9**).
2. Направить указанный Отчет в Исполнительный комитет СНГ для внесения его на рассмотрение Экономического совета СНГ в установленном порядке.

12. Об избрании Президента и Вице-президента Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств

(Мишук Е.С., Ходаковский А.Н., Шматко С.И.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил:**

1. Продлить на один год срок полномочий Президента Электроэнергетического Совета СНГ Шматко Сергея Ивановича.
2. Продлить на один год срок полномочий Вице-президента Электроэнергетического Совета СНГ Гул Шерали.

13. О дате и месте проведения очередного 41-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ

(Мишук Е.С., Тентиев А.М.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил:**

1. Принять предложение Кыргызской Республики о проведении 41-го заседания в г. Бишкеке 8 июня 2012 года.
2. Просить руководителей органов управления электроэнергетикой государств Содружества до 1 марта 2012 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 40-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**

С.И. Шматко

**Председатель
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**

Е.С. Мишук

**Приложения N 1-9
к Протоколу №40 заседания
Электроэнергетического Совета
Содружества Независимых Государств
от 21 октября 2011 года**

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

Азербайджанская Республика

1. **ЮСИФБЕЙЛИ**
Нурали Адиль оглы - Директор
ООО "Аз.НИПИИ Энергетики"

Республика Армения

2. **МЕЛКОНЯН**
Тигран Шагенович - Начальник управления внешних
связей аппарата Министерства
энергетики и природных ресурсов

Республика Беларусь

3. **ШИРМА**
Алексей Ростиславович - Генеральный директор
ГПО "Белэнерго"

Республика Казахстан

4. **ДЖАКСАЛИЕВ**
Бахытжан Мухамбеткалиевич - Вице-министр индустрии и новых
технологий
5. **ТУРЛУБЕК**
Арман Алашевич - Председатель комитета по
энергетическому надзору и контролю
Министерства индустрии и новых
технологий
6. **ЛИ**
Валерий Константинович - Управляющий директор по
системным услугам и материально-
техническому обеспечению АО
"KEGOC"

Кыргызская Республика

7. **ТЕНТИЕВ**
Аман Мукамбетович - Генеральный директор
ОАО "Электрические станции"

8. **БОРОДИН**
Алексей Викторович - Первый заместитель
генерального директора
ОАО "Национальная
электрическая сеть Кыргызстана"
9. **НАЖИМИДИНОВ**
Кутбидин Нийматтилаевич - Начальник отдела экспорта
ОАО "Электрические станции"

Республика Молдова

10. **ПОПА**
Илларион Георгиевич - Заместитель Министра экономики
11. **ДИМОВ**
Геннадий Борисович - Генеральный директор
ГП "Молдэлектрика"

Российская Федерация

12. **ШМАТКО**
Сергей Иванович - Президент Электроэнергетического
Совета СНГ, Министр энергетики
Российской Федерации
13. **ШИШКИН**
Андрей Николаевич - Заместитель Министра энергетики
Российской Федерации
14. **КЛОКОВ**
Дмитрий Александрович - Советник Министра энергетики
Российской Федерации
15. **ФЕСЕНКО**
Дмитрий Александрович - Начальник Отдела перспективного
развития электроэнергетики
Департамента развития
электроэнергетики Министерства
энергетики
16. **АЮЕВ**
Борис Ильич - Председатель Правления
ОАО "СО ЕЭС",
Председатель КОТК
17. **АРТАМОНОВ**
Вячеслав Юрьевич - Заместитель Председателя Правления
ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"

18. **СТЕПАНОВ**
Николай Васильевич
- Руководитель Департамента оперативно-технического сопровождения торговой деятельности Блока трейдинга ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС",
Председатель Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики
19. **ХАЛТУРИН**
Александр Владимирович
- Полномочный представитель Председателя Правления ОАО "РусГидро"
20. **БЕРДНИКОВ**
Роман Николаевич
- Заместитель Председателя Правления ОАО "ФСК ЕЭС"
21. **ПОНОМАРЕВ**
Дмитрий Валерьевич
- Председатель Правления НП "Совет рынка "
22. **ЗАИКИНА**
Наталия Вячеславовна
- Заместитель Председателя, начальник Управления мониторинга и контроля НП "Совет рынка",
Руководитель Рабочей группы "Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка стран СНГ"

Республика Таджикистан

23. **ГУЛ**
Шерали
- Министр энергетики и промышленности
24. **АЗИМОВ**
Бахром Рауфович
- Первый заместитель Председателя ОАХК "Барки Точик"
25. **РАХИМОВ**
Рустам Сарабекович
- Начальник Управления внешних связей и инвестиций ОАХК "Барки Точик"
26. **ЮСУПОВ**
Абдувохид Валимардонович
- Глава Представительства ОАХК "Барки Точик" в Российской Федерации

27. **ИКРОМОВ**
Хушнуд - Полномочный представитель
Министерства энергетики и
промышленности Республики
Таджикистан в Российской
Федерации

Украина

28. **ХОДАКОВСКИЙ**
Анатолий Николаевич - Директор НЭК "Укрэнерго"
29. **БАТАЛОВ**
Анатолий Григорьевич - Заместитель директора
НЭК "Укрэнерго"
30. **КУДРЕНКО**
Юрий Владимирович - Начальник службы внешнеэкономических
связей НЭК "Укрэнерго"

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ

31. **МИШУК**
Евгений Семенович - Председатель
32. **ПОЛЛЫЕВА**
Абадан Реджеповна - Заместитель Председателя

Комиссия по экономическим вопросам при Экономическом совете СНГ

33. **НАЙДУНОВ**
Владимир Андреевич - Полномочный представитель
Республики Беларусь
34. **ИБРАИМОВА**
Чолпон - Полномочный представитель
Кыргызской Республики

Исполнительный комитет СНГ

35. **КУШНИРЕНКО**
Андрей Константинович - Директор Департамента
экономического сотрудничества
36. **КУЛИ ЗАДЕ**
Аладдин Мусеиб оглы - Заместитель директора Департамента
экономического сотрудничества

Евразийское Экономическое Сообщество

37. **АЛЫМКУЛОВ**
Авасбек Батырбекович - Руководитель Департамента по
энергетической политике и
экологическим вопросам
(г. Алматы)

Посольство Республики Молдова в Российской Федерации

38. **НЕГУЦА** - Чрезвычайный и Полномочный посол
Андрей Кириллович

Посольство Украины в Российской Федерации

39. **УТКИН** - Советник
Евгений Анатольевич

Наблюдатели при Электроэнергетическом Совете СНГ

Ассоциация "Гидропроект"

40. **ШАЙТАНОВ** - Президент
Владимир Яковлевич
41. **КИСЕЛЕВ** - Вице-президент
Николай Павлович

ОАО "ХОЛДИНГ МРСК"

42. **ШВЕЦ** - Генеральный директор
Николай Николаевич
43. **УЖАНОВ** - Директор по информационной политике и коммуникациям
Александр Евгеньевич

ОАО "ВО Технопромэкспорт"

44. **ГРЕБЕНЩИКОВ** - Региональный директор по России и странам СНГ
Геннадий Васильевич

ООО "СИМЕНС"

45. **ПЕТРИ** - Вице-президент ООО "СИМЕНС" в России и Центральной Азии
Андре

Приглашенные

АО "АПБЭ"(Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике) (Российская Федерация)

46. **ЛЕЛЮХИН**
Николай Владимирович - Директор по направлению "Краткосрочные балансы", Руководитель Рабочей группы ЭЭС СНГ "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ"

АО "Самрук-Энерго" (Республика Казахстан)

47. **ТУРГАНОВ**
Дуйсенбай Нурбаевич - Первый заместитель Председателя Правления

КДЦ "Энергия"

48. **ШАМСИЕВ**
Хамидулла Аманович - Директор

ОАО "Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского" (Российская Федерация)

49. **САПАРОВ**
Михаил Исаевич - Заведующий лабораторией, руководитель Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды

МОП "Электропрофсоюз"

50. **БОНДАРЕВ**
Василий Ильич - Председатель МОП "Электропрофсоюз"
51. **ОФИЦЕРОВ**
Юрий Борисович - Заместитель Председателя Общественного объединения "Всероссийский Электропрофсоюз"

ОАО "ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева" (Российская Федерация)

52. **БЕЛЛЕНДИР**
Евгений Николаевич - Генеральный директор

53. **ПАК**
Альфонс Павлович - Помощник генерального директора

Секретариат 40-го заседания ЭЭС СНГ
(Исполнительный комитет ЭЭС СНГ)

54. **ГЕРЦЕН**
Артем Модестович - Руководитель Секретариата,
Директор Департамента анализа
работы энергосистем стран СНГ
55. **АРТАМОНОВА**
Елена Васильевна - Главный специалист Отдела
информационного и программно-
технического обеспечения
56. **АШРАПОВ**
Умар Хайдарович - Начальник Отдела мониторинга
межгосударственных перетоков и
транзита электроэнергии
57. **БЛИНОВА**
Людмила Ивановна - Помощник Председателя
58. **ВАСИЛЬЕВА**
Наталья Михайловна - Директор Департамента финансов,
бухгалтерского учета и отчетности -
Главный бухгалтер
59. **ВЛАДИМИРОВА**
Наталья Юрьевна - Заместитель начальника Отдела
информационного и программно-
технического обеспечения
60. **ГРИЩЕНКО**
Наталья Валерьевна - Главный специалист Отдела
документационного обеспечения
(канцелярия)
61. **ЖЕРНОВЕНКОВ**
Роман Вадимович - Юрисконсульт
62. **МАЛАХА**
Василий Николаевич - Начальник Отдела мониторинга
состояния окружающей среды
63. **МАРКИН**
Юрий Александрович - Заместитель руководителя
Информационно-аналитического
центра энергосистем государств-
участников СНГ – начальник Отдела
информационного и программно-
технического обеспечения
64. **МАХИН**
Адольф Сергеевич - Главный специалист Департамента
развития электроэнергетического
рынка

65. **ОВЕЗОВА**
Лариса Петровна - Главный специалист
Организационно-протокольного
департамента
66. **ПЕТРОВА**
Нина Алексеевна - Руководитель Службы правового
обеспечения
67. **ПШИНДИН**
Александр Викторович - Руководитель Службы
хозяйственного обеспечения
68. **СЕРГЕЕВ**
Борис Геннадиевич - Ведущий специалист Департамента
финансов, бухгалтерского учета и
отчетности

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического
Совета СНГ

Протокол № 40 от 21 октября 2011 года

**ПОРЯДОК
ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ СЕЧЕНИЙ/СЕЧЕНИЙ
ЭКСПОРТА-ИМПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЩЕГО
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ**

1. Общие положения

Настоящий Порядок определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта для общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (далее – Порядок) разработан в соответствии с Решением 35-го заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств (далее – СНГ) от 29 мая 2009 года.

Порядок определяет методологические подходы к формированию межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта (далее по тексту - сечение) между государствами-участниками СНГ, в том числе при осуществлении трансграничной торговли электрической энергией с третьими странами, на этапе 1 стадии 1 формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.

Порядок предназначен для определения сечений, по которым определяются суммарные значения планируемых и фактических межгосударственных поставок при осуществлении трансграничной торговли.

Для участников трансграничной торговли каждого государства величина плановых и фактических объемов поставки электроэнергии определяется в рамках определенных для этого государства сечений (с учетом необходимости выполнения п.3.1 настоящего Порядка).

2. Термины и определения

Под **межгосударственной линией электропередачи** (далее - МГЛЭП) понимается линия электропередачи, пересекающая границы государств-участников СНГ, по которой могут осуществляться межгосударственные перетоки электроэнергии.

Под **точкой учета** понимается место на МГЛЭП, определяемое сетевыми и/или системными операторами смежных национальных энергосистем и используемое для определения фактического количества переданной/полученной электроэнергии.

Под **точкой поставки** понимается точка на МГЛЭП, соответствующая месту пересечения МГЛЭП государственной границы между сопредельными государствами

или определяемая иным способом в соответствии с договоренностями между сетевыми и/или системными операторами соответствующих национальных энергосистем.

Под **группой точек поставки (ГТП)** понимается совокупность, состоящая из одной или нескольких точек поставки, относящихся к одному сечению экспорта-импорта, в отношении которой участник трансграничной торговли осуществляет продажу электроэнергии в зарубежную(ые) энергосистему(ы) или покупку электроэнергии в зарубежной(ых) энергосистеме(ах). Группа точек поставки используется для определения объема планируемых и фактических межгосударственных поставок в отношении участника трансграничной торговли, за которым она зарегистрирована в соответствии с требованиями национального законодательства.

Под **межгосударственным сечением/сечением экспорта-импорта** понимается технологически обусловленная совокупность линий электропередачи всех классов напряжения между энергосистемами (частями энергосистем) двух и более государств, проходящих через государственные границы стран СНГ, а также государственные границы стран СНГ и третьих стран.

Иные используемые в настоящем Порядке понятия имеют значения, определенные Общими принципами трансграничной торговли электроэнергией в государствах–участниках СНГ (этап 1, стадия 1 формирования общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ), являющимися неотъемлемой частью Протокола об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ от 21 мая 2010 года.

3. Порядок определения сечений

Сечения определяются в целях осуществления трансграничной торговли электрической энергией на основе следующих принципов:

3.1. Системные и/или сетевые операторы национальных энергосистем (в случаях, если это предусмотрено документами, регламентирующими порядок функционирования национальных электроэнергетических рынков – и иные организации) определяют перечни сечений и состав линий электропередачи, входящих в каждое сечение, в соответствии с национальным законодательством.

3.2. Сечение может включать:

одну и более МГЛЭП между соседними национальными энергосистемами;
часть или все МГЛЭП между несколькими национальными энергосистемами.

3.3. Сетевые и/или системные операторы смежных национальных энергосистем (в случаях, если это предусмотрено документами, регламентирующими порядок функционирования национальных электроэнергетических рынков – и иные организации) определяют и согласовывают точки поставки на сечениях между ними.

Одна и та же группа точек поставки не может быть отнесена к различным сечениям, зарегистрированным в отношении одного государства.

3.4. Технологическая обусловленность определения совокупности линий электропередачи, входящих в сечение, состоит в выполнении двух следующих условий:

а) при планировании поставок электроэнергии по сечению возможно однозначно определить, что поставка будет осуществлена только по линиям электропередачи, входящим в указанное сечение;

б) при планировании поставок электроэнергии по сечению невозможно выделить линию электропередачи, входящую в указанное сечение, по которой такая поставка (полностью или частично) однозначно не будет производиться.

МГЛЭП, питающие тупиковую нагрузку, должны быть обязательно учтены при определении сечения.

3.5. Сетевые и/или системные операторы смежных национальных энергосистем определяют и согласовывают перечни средств измерений, расположенных в точках учета на сечениях между ними. На основании показаний приборов коммерческого учета, расположенных в указанных точках учета, определяются объемы электроэнергии, перемещенной по сечениям.

Точки учета должны быть оснащены автоматизированными системами коммерческого учета электрической энергии, производящими учет электроэнергии с интервалом не более чем один час и сохранение информации в базе данных автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии.

3.6. Информация о сечениях должна быть доступна для системных и/или сетевых операторов, участников трансграничной торговли и участников национальных рынков, заявивших о намерении стать участниками трансграничной торговли.

3.7. Планирование межгосударственных поставок осуществляется в отношении сечений на основании данных о плановых объемах поставки по группам точек поставки, зарегистрированным на соответствующих сечениях.

3.8. Для целей распределения пропускной способности, транзита/межгосударственной передачи могут выделяться отдельные сечения с учетом технологических особенностей параллельной работы энергосистем и правил национальных рынков.

Примечание: Настоящий Порядок может быть дополнен особенностями, связанными с появлением двух и более участников трансграничной торговли, осуществляющих экспортно-импортные операции на сечениях в каком-либо государстве-участнике СНГ.

ОДОБРЕНА

Решением Электроэнергетического
Совета СНГ

Протокол № 40 от 21 октября 2011 года

СПРАВКА

**о ходе выполнения Плана первоочередных мероприятий по реализации
Концепции сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики**

I. Пункты Плана со сроком исполнения 2010-2011 годы

3.3. Реализация Решения Совета глав правительств СНГ от 24 ноября 2006 года об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи в государствах – участниках СНГ

Решение Совета глав правительств СНГ от 24 ноября 2006 года подписано правительствами 10-ти государств – участников СНГ (за исключением правительства Туркменистана) и определило установление с 1 января 2008 года средневропейского времени в качестве единого для снятия показаний с приборов учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи.

Решение вступило в силу с даты его подписания для 6-ти государств (Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Украина), для Республики Узбекистан – с 12 октября 2007 года, для Республики Молдова – с 10 марта 2008 года. Уведомления о необходимости выполнения внутригосударственных процедур или об отсутствии их выполнения от Азербайджанской Республики и Республики Армения депозитарию не поступали.

В соответствии с Решением во всех энергосистемах государств Содружества, работающих параллельно, с 1 января 2008 года показания с приборов учета электроэнергии на межгосударственных линиях электропередачи снимаются по средневропейскому времени. Расчеты по электрической энергии, перемещенной по МГЛЭП в государствах – участниках СНГ, проводятся на основании заключенных хозяйствующими субъектами договоров.

3.4. Проведение мероприятий, направленных на восстановление параллельной работы энергосистемы Армении с объединением энергосистем государств – участников СНГ

В рамках 12-го заседания Межправительственной комиссии по экономическому сотрудничеству между Российской Федерацией и Республикой Армения (МПК), проведенного 23 октября 2010 года в г. Екатеринбурге, зафиксирована заинтересованность Сторон в продолжении работы по восстановлению параллельной работы энергосистемы Армении с объединением

энергосистем СНГ. На 13-м заседании МПК, которое состоялось 8 июля 2011 года в г. Ростове-на-Дону, Стороны при рассмотрении вопроса "О ходе выполнения Протокола двенадцатого заседания Комиссии по экономическому сотрудничеству между Российской Федерацией и Республикой Армения от 23 октября 2010 года" согласились с мнением продолжить проработку совместно с заинтересованными организациями вопросов, связанных с восстановлением параллельной работы энергосистемы Армении с объединением энергосистем государств-участников СНГ в рамках Единой энергетической системы.

Для восстановления параллельной работы необходима модернизация и строительство высоковольтных сетей Армении. Для повышения надёжности параллельной работы ОЭС Грузии/Армении с ЕЭС/ОЭС целесообразным является рассмотрение возможности строительства второй МГЛЭП 500 кВ Россия - Грузия.

3.7. Совершенствование системы технического регулирования в области электроэнергетики:

разработка гармонизированных технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ;

разработка и утверждение технического регламента “О безопасности электрических сетей”.

Совершенствование системы технического регулирования в области электроэнергетики государств – участников СНГ осуществляется в соответствии с Предложениями по формированию системы технического регулирования в области электроэнергетики государств – участников СНГ, одобренными Электроэнергетическим Советом СНГ (Протокол № 30 от 13 октября 2006 года), и Программой разработки технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ, утвержденной Электроэнергетическим Советом СНГ (Протокол № 37 от 28 мая 2010 года).

В государствах – участниках СНГ техническое регулирование осуществляется в соответствии с национальным законодательством. Так, согласно статье 28 Федерального закона Российской Федерации от 26 марта 2003 года N 35-ФЗ (ред. от 18.07.2011) "Об электроэнергетике" техническое регулирование в электроэнергетике осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании и настоящим Федеральным законом. Соответствующим системообразующим актом является Федеральный закон от 27 декабря 2002 года N 184-ФЗ "О техническом регулировании".

В настоящее время подготовлены поправки в Федеральный закон от 26 марта 2003 года N 35-ФЗ (ред. от 18.07.2011) "Об электроэнергетике", касающиеся совершенствования технического регулирования в области электроэнергетики.

Кроме того, в рамках созданного Таможенного союза, 9 декабря 2010 года Сторонами было подписано Соглашение о единых принципах и правилах технического регулирования деятельности естественных монополий в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации, что предполагает разработку и принятие технических регламентов Таможенного союза в целях обеспечения на его территории защиты жизни и здоровья граждан, охраны

окружающей среды, предупреждения действий, вводящих в заблуждение потребителей, а также в целях обеспечения энергетической эффективности и ресурсосбережения.

Электроэнергетическим Советом СНГ утверждены типовые формы двух- и многосторонних документов, регламентирующих взаимодействие диспетчерских центров совместно работающих смежных энергосистем (Протокол № 38 от 15 октября 2010 года и Протокол № 39 от 27 мая 2011 года):

- Типовое положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем;

- Типовой регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем;

- Типовое соглашение об организации обмена технологической информацией, необходимой для управления режимами параллельно работающих энергосистем;

- Типовое соглашение о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы;

- Порядок расчета и утверждения коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем стран-участниц параллельной работы.

Утвержденные документы рекомендованы органам управления электроэнергетикой государств–участников СНГ для руководства при разработке соответствующих национальных документов.

Проекты технических регламентов "О безопасности электрических сетей" и "О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций" подготовлены Исполнительным комитетом Электроэнергетического Совета СНГ.

При разработке указанных проектов учтены положения новой редакции проектов Федеральных законов Российской Федерации "Технический регламент о безопасности электрических станций и сетей" и "О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций", а также Модельного проекта Европейской Экономической Комиссии ООН "Технический регламент "Безопасность гидротехнических сооружений" (для стран Центральной Азии).

Технический регламент "О безопасности электрических сетей" утвержден Решением Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол № 39 от 27 мая 2011 года), органам управления электроэнергетикой государств – участников СНГ рекомендовано руководствоваться им при разработке соответствующих национальных документов.

Проект технического регламента "О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций" рассмотрен на заседаниях Рабочей группы "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ" 28 апреля и 8 сентября 2011 года и утвержден на 40-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол №40 от 21 октября 2011 года).

II. Выполнения пунктов Плана с последующими сроками

3.1. Подготовка Сводного плана-графика формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ, утверждение Электроэнергетическим Советом СНГ и его реализация

Сводный план-график формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ утвержден Решением 38-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол № 38 от 15 октября 2010 года) и направлен в Исполнительный комитет СНГ для информирования правительств государств – участников СНГ.

3.2. Разработка перспективных направлений сотрудничества по реализации совместных проектов в области электроэнергетики, в том числе:

- строительство блока №3 российско-казахстанского предприятия «Экибастузская ГРЭС - 2»;

- реализация проекта выделения блоков Молдавской ГРЭС для экспорта электроэнергии в Румынию по ВЛ 400 кВ

По "Экибастузской ГРЭС-2" - подписано Соглашение между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации о строительстве и последующей эксплуатации третьего блока Экибастузской ГРЭС-2, ратифицированное Республикой Казахстан 28 декабря 2010 года. Соглашение предусматривает совместные обязательства Сторон по созданию благоприятных условий для экономической эффективности реализации проекта строительства третьего энергоблока Экибастузской ГРЭС-2.

По Молдавской ГРЭС - проведены исследования различных вариантов развития/изменения электрической схемы сети Молдавской энергосистемы. Принято, что мероприятия могут быть разделены на два этапа - пусковой и целевой. В настоящее время обсуждается пусковой этап.

3.5. Разработка предложений по совершенствованию законов и других нормативных правовых документов в приоритетных направлениях электроэнергетики, включая вопросы, связанные с формированием рынка трансграничной торговли электроэнергией

21 мая 2010 года на заседании Совета глав правительств СНГ подписан Протокол об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ, включающий в качестве приложения Общие принципы трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (этап 1, стадия 1 формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ). В соответствии со статьей 5 государства Содружества, подписавшие Протокол, должны принять меры для приведения своего законодательства в соответствии с принятым Протоколом.

В настоящее время в соответствии с пунктом 3.3. Сводного плана-графика формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (Этап I), утвержденного Решением 38-го заседания ЭЭС СНГ 15 октября 2010 года, ОАО "СО ЕЭС", ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС", НП "Совет рынка" разработан и проходит процедуру согласования с участниками стран СНГ проект

Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии.

30 сентября 2011 года Рабочей группой "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" одобрен проект Порядка определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ. Разработка документа предусмотрена Перечнем нормативных правовых документов ОЭР СНГ, необходимых для практической реализации трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (Этап I).

Порядок определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ утвержден на 40-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол №40 от 21 октября 2011 года).

Кроме того, 19 ноября 2010 года в г. Санкт - Петербурге между Правительствами Республики Беларусь, Республики Казахстан и Российской Федерации в рамках формирования ЕЭП было подписано Соглашение об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики, определяющие принципы взаимодействия Сторон при осуществлении межгосударственной передачи электрической энергии (мощности).

В Российской Федерации в настоящее время разработаны новые Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 года №1172, в которых отражены особенности осуществления на оптовом рынке экспортно-импортных операций в части получения статуса субъекта оптового рынка, регистрации групп точек поставки, существенных условий договора о присоединении, участия в рынке мощности, оплате отклонений, подачи заявок, функционирования в неценовых зонах оптового рынка, вынужденных поставок из зарубежных энергосистем.

В стадии разработки находятся предложения по изменению Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 года №1172, в части учета особенностей осуществления межгосударственной передачи электроэнергии во исполнение заключенного в рамках формирования Единого экономического пространства (ЕЭП) межправительственного Соглашения об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики от 19 ноября 2010 года.

3.6. Формирование общего информационного пространства в области электроэнергетики государств – участников СНГ

Унифицированный формат макета обмена данными по учёту межгосударственных перетоков электроэнергии, разработанный Рабочей группой по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли Содружества Независимых Государств, утвержден Электроэнергетическим Советом СНГ и рекомендован органам управления электроэнергетикой государств–участников СНГ для использования при организации учета межгосударственных перетоков

электрической энергии и обмене данными по межгосударственным перетокам (Протокол № 33 от 23 мая 2008 года).

С 2009 года на основе разработанной документации осуществляется взаимообмен информацией между ОАО "СО ЕЭС" и АО "KEGOC" на межгосударственных линиях электропередачи России и Казахстана (Соглашение от 29 октября 2009 года).

Осуществлен переход на использование цифровых каналов связи для информационного обмена между диспетчерскими центрами параллельно работающих энергосистем Беларуси и России (Соглашение от 12 декабря 2007 года).

Разработаны и в настоящее время проходят стадию согласования и подготовки к подписанию:

Соглашение по организации информационного обмена между ОАО "СО ЕЭС" и ОАО "Азербэнеджи";

Соглашение по организации информационного обмена между ОАО "СО ЕЭС", РУП "ОДУ" и НЭК "Укрэнерго".

3.8. Разработка основных технологических и экономических принципов и требований по вопросам организации и реализации параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ и трансграничной торговли в процессе формирования общего электроэнергетического рынка

Электроэнергетический Совет СНГ утвердил Перечень нормативных правовых документов ОЭР СНГ, необходимых для практической реализации трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ на этапе 1 стадии 1 формирования ОЭР СНГ (Протокол № 35 от 29 мая 2009 года). Перечень включает следующие документы:

- Порядок определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ;

- Порядок распределения пропускной способности межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта между участниками экспортно-импортной деятельности;

- Порядок урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии;

- Порядок компенсации затрат, связанных с осуществлением транзита/передачи/перемещения электроэнергии через энергосистемы государств-участников СНГ.

Порядок определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ утвержден на 40-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол №40 от 21 октября 2011 года).

Остальные проекты находятся в стадии разработки.

Подписаны межправительственные соглашения и договоры:

Соглашение от 20 ноября 2009 года о мерах по обеспечению параллельной работы единых энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации;

Договор о параллельной работе в новой редакции с учетом произошедших изменений в оптовых рынках электроэнергии и мощности Республики Казахстан и Российской Федерации между ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "СО ЕЭС" и АО "КЕГOC";

Договор по передаче (перемещению) электроэнергии по сетям Казахстана между ОАО "ФСК ЕЭС" и АО "КЕГOC";

Договоры купли-продажи электроэнергии для целей компенсации величин отклонений, возникающих при перемещении электроэнергии в сечениях Россия - Казахстан между ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" и АО "КЕГOC";

Соглашение о порядке определения почасовых отклонений фактических межгосударственных сальдо перетоков электроэнергии от согласованных в суточном диспетчерском графике (дисбалансов электроэнергии) в сечении ЕЭС России - ЕЭС Казахстана между ОАО "ФСК ЕЭС" и АО "КЕГOC".

Договоры на оказание аварийной взаимопомощи:

- Договор АП на поставку электроэнергии из России в Казахстан;
- Договор АП на поставку электроэнергии из Казахстана в Россию.

Между уполномоченными энергетическими структурами Республики Беларусь и Украины заключены договоры купли-продажи электроэнергии в целях оказания аварийной взаимопомощи. Договоры на поставку электроэнергии в рамках оказания аварийной помощи между белорусской и российской сторонами находятся в стадии разработки.

Необходимость урегулирования отклонений и заключения договоров также определена в Соглашении между Правительством Республики Беларусь, Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики от 19 ноября 2010 года, заключенном в рамках формирования ЕЭП.

В настоящее время подписаны, находятся в стадии подписания или согласования межправительственные договоры Российской Федерации с Республикой Азербайджан и Республикой Беларусь в области организации параллельной работы и трансграничной торговли.

В Правилах оптового рынка электрической энергии и мощности Российской Федерации так же учтены вопросы, связанные с особенностями расчетов оказания аварийной взаимопомощи и с учетом особенностей параллельной работы при обороте мощности на оптовом рынке.

В Объединенной Энергосистеме Центральной Азии принята "Методика по определению услуг по регулированию частоты (мощности) для энергосистем ОЭС ЦА и ЕЭС Казахстана", в соответствии с которой заключены договоры между энергосистемами региона.

3.9. Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем государств – участников СНГ и стран Балтии

Тренировки выполняются ежегодно согласно Плану работы КОТК.

По состоянию на 1 августа 2011 года проведена международная противоаварийная тренировка диспетчерского персонала СО "ЕЭС" и НЭК "Укрэнерго" (апрель 2011 года в Украине). В настоящее время рассматривается вопрос об организации проведения в 4 квартале 2011 года противоаварийной тренировки диспетчерского персонала СО "ЕЭС" и АО "КЕГОС" (НДЦ СО).

Кроме того, в рамках БРЭЛЛ 29 сентября 2011 года в г. Минске была проведена международная противоаварийная тренировка диспетчеров энергосистем БРЭЛЛ.

3.10. Подготовка предложений по актуализации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ от 25 ноября 1998 года

Проект Протокола о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ от 25 ноября 1998 года (далее - Протокол) был рассмотрен на совместном заседании Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств - участников СНГ в области электроэнергетики и Рабочей группы "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ", которое состоялось 31 марта-1 апреля 2011 года в г. Минске.

Согласованная редакция Протокола была вынесена на рассмотрение 39-го заседания ЭЭС СНГ (27 мая 2011 г., г. Алматы), на котором было дано поручение Исполнительному комитету ЭЭС СНГ продолжить работу по обеспечению прохождения проекта Протокола в уставных и исполнительных органах СНГ в установленном порядке.

После одобрения Комиссией по экономическим вопросам при Экономическом совете СНГ на заседании 10 августа 2011 года проект Протокола о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года планируется рассмотреть на очередном заседании Экономического совета СНГ в декабре 2011 года.

3.11. Мониторинг, анализ и подготовка предложений по координации долгосрочных планов развития электроэнергетики государств – участников СНГ

Энергоэнергетический Совет СНГ утвердил Порядок формирования прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств – участников СНГ (Протокол № 37 от 28 мая 2010 года).

Основной задачей указанного документа является организация сбора и обмена информацией с целью повышения информированности государств- участников СНГ о перспективах развития энергосистем, превентивного информирования о вводе новых энергообъектов и подготовка предложений о необходимости реализации различных инвестиционных проектов в энергетических комплексах государств-участников СНГ.

Предполагается ежегодное формирование прогнозных данных.

Порядок формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации определяется приказом ФСТ №125-э/1 от 10 июня 2009 года "Об утверждении порядка формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации" (на 2011 год), а также на основе Сводного прогнозного баланса производств и поставок электроэнергии и мощности, утверждённого ФСТ России на 2012 год Приказом от 26 июля 2011 года № 180-э/4.

Перспективные балансы электрической энергии и мощности с указанием рекомендуемой структуры генерирующих мощностей и прогноза импорта (экспорта) мощности в рамках Единой энергетической системы России на долгосрочную перспективу формируются в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики".

В 2009 году в Минэнерго России завершена работа по корректировке Энергетической стратегии России на период до 2020 года и принята Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р.

Во исполнение Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030) сформированы цели и задачи Министерства. Основной целью ЭС-2030 является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны, адекватного, как потребностям в энергоресурсах растущей экономики, так и внешнеэкономическим интересам России, обеспечивающего необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны.

Для удовлетворения растущего спроса на электроэнергию планируется к 2030 году ввести 173 ГВт новых генерирующих мощностей (в базовом варианте), в том числе: 43,4 ГВт на АЭС, 11,8 ГВт на ГЭС, 112,1 ГВт на ТЭС, 6,1 ГВт с использованием ВИЭ (возобновляемых источников энергии). Ранее к 2020 году планировался ввод 186,1 ГВт генерирующих мощностей, в скорректированной Генеральной схеме к 2020 году планируется к вводу 78 ГВт. Суммарная протяженность электрических сетей напряжением 330 кВ и выше к 2030 году должна составить 108 тыс. км (рост на 53 тыс. км), трансформаторная мощность 330 тыс. МВА (рост на 165 тыс. МВА). Указанный объем вводов генерирующих мощностей позволит также реализовать задачу модернизации электроэнергетической отрасли, основная идея которой состоит в выводе из эксплуатации устаревшего генерирующего оборудования с заменой его на новые современные образцы.

В 2011 году планируется выпустить Информационный бюллетень о стратегии развития электроэнергетики государств-участников СНГ.

Информация о состоянии электростанций и электрических сетей, в том числе межгосударственных, публикуется в ежегодных сборниках Исполнительного комитета "Электроэнергетика Содружества Независимых Государств".

В частности, в Российской Федерации в 2010 году введено в эксплуатацию: генерирующих мощностей в объеме 3,2 ГВт, в том числе ТЭС-2 - 114 МВт,

АЭС - 1000 МВт, ГЭС - 100 МВт; трансформаторных мощностей - 18279 МВА; сетей электропередачи - 17965 км.

3.12. Анализ инвестиционной политики государств – участников СНГ по объектам электроэнергетики, имеющим межгосударственное значение, и разработка на его основе рекомендаций по ее совершенствованию

Основой инвестиционной политики является содействие привлечению в электроэнергетику инвестиций посредством формирования благоприятного инвестиционного климата, создания стабильных условий для осуществления предпринимательской деятельности, обеспечения экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала, используемого в сферах деятельности субъектов электроэнергетики, в которых применяется государственное регулирование цен (тарифов).

В результате государственной инвестиционной политики повышается эффективность электроэнергетики, устраняются технологические ограничения перетока электрической энергии и увеличение пропускной способности электрических сетей для обеспечения выдачи мощностей электростанциями.

Несмотря на мировой финансовый кризис 2008-2009 гг., ранее намеченные инвестиционные планы в российской электроэнергетике выполняются. В 2009 году они были актуализированы (в связи с последствиями экономического кризиса и его воздействием на другие отрасли) по срокам и географии строительства.

Правительством Российской Федерации одобрена инвестиционная программа государственных энергокомпаний на 2009 год (в объеме 550 млрд. руб.) и на 2010 год (в размере 602 млрд. руб.) и принято постановление Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 года № 977 "Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики", определяющее порядок утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций, а также контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

На сайте Электроэнергетического Совета СНГ сформирована страница "Инвестиционная политика государств – участников СНГ по объектам электроэнергетики, имеющим межгосударственное значение". В этом разделе публикуются предложения органов управления электроэнергетикой стран СНГ по привлечению иностранных инвестиций в развитие отрасли.

1.4. Разработка предложений по Программе сотрудничества государств – участников СНГ в области развития и использования возобновляемых энергетических ресурсов, созданию условий для производства соответствующего оборудования

В соответствии с Решением Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол № 37 от 28 мая 2010 года) создана Секция по энергоэффективности и возобновляемой энергетике в рамках Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды. Электроэнергетическим Советом СНГ утвержден План работы Секции на 2010-2012 гг. (Протокол № 38 от 15 октября 2010 года).

Во исполнение Плана 23 марта 2011 года в Исполнительном комитете ЭЭС СНГ состоялся Круглый стол: "Возобновляемая энергетика и эффективное использование

энергетических ресурсов - потенциал и перспективы инновационного сотрудничества государств Содружества".

Участниками Круглого стола предложено создать информационный ресурс по нормативному правовому регулированию развития возобновляемых источников энергии и эффективному использованию энергетических ресурсов государств Содружества, а также активизировать взаимодействие с профильными международными организациями.

24-25 марта и 14-15 сентября 2011 года состоялись совместные заседания Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды и Секции по энергоэффективности и возобновляемым источникам энергии.

На заседаниях были рассмотрены вопросы подготовки Сводного отчета по мониторингу "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" в государствах Содружества за 2009-2010 гг., подготовки Сборника нормативных правовых документов государств – участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики, а также вопрос о сотрудничестве Электроэнергетического Совета СНГ и Европейской Экономической Комиссии ООН (ЕЭК ООН) в рамках реализации программы "Энергетическая эффективность – 21".

На 40-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ был одобрен Сводный отчет по мониторингу "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" в государствах Содружества за 2009-2010 гг. и утверждена структура Сборника нормативных правовых документов государств – участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики.

На основе данных одобренного Сводного отчета будет подготовлен Краткий совместный отчет ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ за 2009-2010 гг. по направлениям, представляющим взаимный интерес в сферах экологии, изменения климата, энергоэффективности и развития возобновляемой энергетики.

Принятый за основу проект Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской Экономической Комиссией Организации Объединенных Наций, подготовленный Секретариатом ЕЭК ООН и Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ, будет доработан и внесен на рассмотрение 41-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

УТВЕРЖДЕНА

Решением Электроэнергетического
Совета СНГ

Протокол № 40 от 21 октября 2011 года

**Стратегия (основные направления) взаимодействия и сотрудничества
государств-участников СНГ в области электроэнергетики**

Введение

История интеграции государств-участников СНГ в области электроэнергетики берет свое начало с февраля 1992 года, когда Совет глав правительств СНГ подписал Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств. В соответствии с этим Соглашением был создан Электроэнергетический Совет СНГ и его рабочий орган – Исполнительный комитет.

В кризисных условиях начала 90-х годов Электроэнергетическим Советом СНГ был принят ряд важных решений, способствующих стабилизации положения в электроэнергетике государств Содружества и формированию энергообъединения Содружества Независимых Государств. Результатом этого, а также благодаря усилиям, предпринятым органами управления электроэнергетикой стран СНГ, к 1999 году в основном были преодолены кризисные явления в электроэнергетической отрасли, наметился устойчивый рост количественных и качественных показателей работы энергосистем государств-участников СНГ.

Производство электроэнергии в государствах-участниках СНГ в 1991-2010 гг.*

Млрд. кВт.ч

Государства-участники СНГ	1991	1994	1997	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Азербайджан	23,5	17,6	16,8	18,7	19,0	18,7	21,3	21,5	22,6	23,8	21,4	21,2	18,6	18,4
Армения	9,6	5,7	6,0	6,0	5,7	5,5	5,5	6,0	6,3	5,9	5,9	6,1	5,6	6,5
Беларусь	38,7	31,4	26,1	26,0	24,8	26,2	26,3	30,9	30,7	31,8	31,8	34,9	30,1	34,8
Казахстан	86,0	66,4	52,0	51,6	55,4	58,3	63,9	66,8	67,6	71,5	76,4	80,0	78,4	82,1
Кыргызстан	14,2	12,9	12,6	14,9	13,7	11,9	14,0	15,1	14,9	14,5	14,8	11,8	10,9	11,5
Молдова	13,2	8,3	5,4	3,6	4,9	4,4	4,1	4,2	4,2	2,8	3,9	4,0	6,2	6,0
Россия	1068,2	875,9	834,1	877,8	891,3	891,3	916,3	930,7	935,6	977,4	997,3	1027,8	978,7	1015,4
Таджикистан	17,6	17,0	14,0	14,2	14,4	15,3	16,5	16,9	17,1	16,9	17,5	16,1	14,2	15,8
Туркменистан	15,0	10,5	9,4	9,9	10,6	10,7	10,9	11,0	12,8	12,6	14,0	15,6	15,1	14,7
Узбекистан	54,2	47,8	46,0	46,9	47,9	49,3	48,7	49,7	47,6	49,4	49,0	50,2	50,0	51,6
Украина	278,7	202,9	178,0	171,4	173,0	173,7	180,4	182,0	186,1	193,4	196,3	191,8	173,1	185,1
Всего по СНГ	1618,9	1296,4	1200,4	1241	1260,7	1265,3	1307,9	1334,8	1345,5	1400,0	1428,3	1459,5	1380,9	1441,9

Главной целью Электроэнергетического Совета СНГ стало проведение совместных и скоординированных действий государств-участников СНГ в области электроэнергетики, направленных на обеспечение устойчивого и надежного электроснабжения экономики и населения государств Содружества на основе эффективного функционирования объединения электроэнергетических систем.

Базовым международным документом по решению поставленной задачи стал Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств, подписанный на

* Информация Межгосударственного статистического комитета СНГ и органов управления электроэнергетикой государств-участников СНГ.

заседании Совета глав правительств СНГ 25 ноября 1998 года.

Реализация Договора позволила к 2001 году сформировать объединение электроэнергетических систем государств–участников СНГ, в составе которого осуществляли синхронную работу все энергосистемы государств Содружества (кроме энергосистемы Республики Армения). Следует отметить, что такого представительства параллельно работающих энергосистем не было даже в период существования СССР, так как объединенная энергосистема Южного Казахстана и стран Центральной Азии работала изолированно от Единой энергосистемы СССР. Параллельно с энергообъединением государств–участников СНГ в настоящее время работают энергосистемы Литвы, Латвии, Эстонии и энергосистема Монголии. Осуществляется передача и обмен электрической энергией с энергосистемами сопредельных государств – Норвегии, Финляндии, Польши, Словакии, Венгрии, Турции, Ирана, Китая и Афганистана.

В соответствии с положениями Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ и в его развитие в рамках Содружества принято 25 межправительственных договоров и других нормативных правовых актов, разработанных Электроэнергетическим Советом СНГ, по вопросам транзита электрической энергии и мощности, взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах, энергоэффективности и энергосбережения, создания резервов ресурсов и их эффективного использования, формирования общего электроэнергетического рынка, установления единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии при перемещении по межгосударственным линиям электропередачи, гармонизации таможенных процедур при перемещении электрической энергии через таможенные границы, эксплуатации МГЛЭП национальных электроэнергетических систем (Приложение 1).

В рамках самого Электроэнергетического Совета СНГ принято около 90 нормативных правовых документов рекомендательного характера, регламентирующих:

- параллельную работу электроэнергетических систем государств–участников СНГ;
- функционирование единого информационного и метрологического пространства в области электроэнергетики государств–участников СНГ;
- международное сотрудничество и участие в работе международных энергетических организаций;
- деятельность Электроэнергетического Совета СНГ и его рабочих органов (Приложение 2).

Стратегия взаимодействия и сотрудничества государств–участников СНГ в области электроэнергетики (далее – Стратегия) определяет основные цели и приоритетные направления сотрудничества государств Содружества в электроэнергетике на период до 2020 года.

Неотъемлемой частью настоящей Стратегии является Перспективный план мероприятий по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств–участников СНГ в области электроэнергетики (Приложение 3).

I. Цель и приоритетные направления Стратегии

Основная цель настоящей Стратегии – обеспечение согласованных действий органов управления электроэнергетикой и национальных электроэнергетических компаний по решению следующих стратегических задач:

- обеспечение энергетической безопасности - защищенности граждан и государств в целом от угроз дефицита всех видов энергии и энергоресурсов из-за воздействия негативных природных, техногенных, управленческих, социально-экономических, внутри- и внешнеполитических факторов;

- повышение эффективности и надежности функционирования электроэнергетики для обеспечения устойчивого социально-экономического развития государств-участников СНГ;

- развитие и укрепление технологической основы функционирования электроэнергетики на базе параллельно работающих энергосистем государств-участников СНГ;

- формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ;

- снижение негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду;

- создание условий стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- развитие международных связей в области электроэнергетики в интересах государств-участников СНГ и участие в работе международных энергетических организаций.

Приоритетными направлениями Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики являются:

- Правовое обеспечение сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.

- Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ.

- Координация совместных действий электроэнергетических компаний по обеспечению надежной параллельной работы объединения энергосистем государств-участников СНГ.

- Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (ОЭР СНГ).

- Обеспечение надежности функционирования электроэнергетики государств-участников СНГ в условиях ее реформирования, создание условий безопасного труда работников электроэнергетической отрасли.

- Формирование единого метрологического пространства.

- Мониторинг и анализ основных направлений развития электроэнергетики государств-участников СНГ с учетом долгосрочной перспективы и подготовка предложений по их координации.

- Разработка рекомендаций по формированию совместных инвестиционных

программ и содействие в их реализации.

- Обобщение и распространение опыта по использованию энергосберегающих технологий, возобновляемых источников энергии и повышению энергоэффективности.

- Координация совместных действий в области охраны окружающей среды.

- Формирование общего информационного пространства государств-участников СНГ в области электроэнергетики.

- Профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.

- Развитие международных связей в интересах государств-участников СНГ.

Настоящая Стратегия реализуется с учетом нормативных правовых документов, принимаемых в рамках интеграционных объединений, участниками которых являются государства Содружества.

II. Правовое обеспечение сотрудничества государств–участников СНГ в области электроэнергетики

Сотрудничество государств–участников СНГ в области электроэнергетики осуществляется в соответствии со стратегическими нормативными правовыми актами, принятыми в рамках Содружества Независимых Государств:

- Концепцией дальнейшего развития Содружества Независимых Государств и Планом основных мероприятий по ее реализации (утверждены Решением Совета глав государств СНГ от 5 октября 2007 года);

- Стратегией экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года (утверждена Решением Совета глав правительств СНГ от 14 ноября 2008 года);

- Концепцией сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики (утверждена Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2009 года);

- Планом первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики (утвержден Решением Совета глав правительств СНГ от 21 мая 2010 года).

Информация о ходе исполнения указанных документов ежегодно представляется Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ в Исполнительный комитет СНГ в установленном порядке.

В соответствии с Решением Совета глав государств СНГ от 9 октября 2009 года, утвердившем Общее положение об органах отраслевого сотрудничества Содружества Независимых Государств, будет осуществлена актуализация основополагающих документов Электроэнергетического Совета СНГ.

Намечено приведение основополагающих документов Электроэнергетического Совета СНГ в соответствие с Общим положением по целому ряду позиций. Положение об Электроэнергетическом Совете СНГ и Положение об Исполнительном комитете ЭЭС СНГ должны стать составной частью Соглашения о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ от 14 февраля

1992 года. Данное Соглашение должно быть также дополнено отдельными положениями конкретизирующего или уточняющего характера.

Стратегическим направлением станет актуализация Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ от 25 ноября 1998 года.

В Протоколе о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ и других документах, разрабатываемых Электроэнергетическим Советом СНГ в развитие Договора, найдут отражение изменения в электроэнергетике, связанные с реформированием отрасли и ее адаптацией к условиям функционирования рыночной экономики, использованию рыночных механизмов для развития электроэнергетики, а также определены механизмы реализации новых подходов при обеспечении параллельной работы энергосистем государств–участников СНГ.

В целях совершенствования нормативной правовой базы Электроэнергетическим Советом СНГ будет осуществляться разработка нормативных правовых актов различного статуса, предусмотренных международными договорами в сфере электроэнергетики в рамках СНГ, прежде всего Договором об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ, Концепцией формирования общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ и Соглашением о формировании общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ.

Предполагается совершенствование нормативной правовой базы в области инвестиций в электроэнергетику, энергоэффективности и энергосбережения, возобновляемых источников энергии и других направлениях развития отрасли.

Большое внимание будет уделено мониторингу выполнения государствами–участниками СНГ обязательств по унификации и гармонизации законодательных и других нормативных правовых актов в соответствии с заключенными международными договорами Содружества Независимых Государств в сфере электроэнергетики.

В целях обеспечения реализации заключенных международных договоров Содружества Независимых Государств в сфере электроэнергетики будет осуществляться мониторинг:

ратификации или выполнения внутригосударственных процедур, необходимых для вступления в силу международных договоров Содружества, государствами–участниками СНГ;

исполнения процедуры присоединения государств–участников СНГ к международным договорам Содружества в сфере электроэнергетики.

Предполагается предпринять возможные меры для возобновления участия Грузии в международных договорах Содружества Независимых Государств в сфере электроэнергетики.

III. Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ

В рамках Электроэнергетического Совета СНГ обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики будет

осуществляться в соответствии с Предложениями по формированию системы технического регулирования в области электроэнергетики государств–участников СНГ, одобренными Электроэнергетическим Советом СНГ (п.10.5 Протокола 30-го заседания ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 года) и Программой разработки технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ, утвержденной Электроэнергетическим Советом СНГ (п. 6. Протокола 37-го заседания ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года).

Работа в данном направлении будет нацелена на соблюдение принципов параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ, эффективное решение проблем энергоснабжения, безопасности энергетических объектов, охраны окружающей среды и скоординированных действий по гармонизации технических регламентов в области электроэнергетики государств Содружества.

Основополагающим межправительственным документом по данному вопросу является Соглашение по техническим барьерам в зоне свободной торговли от 20 июня 2000 года, которое направлено на осуществление скоординированной политики по обеспечению правовых основ разработки, принятия и применения технических регламентов и стандартов, а также функционирования информационно-справочной службы в области технических регламентов, стандартов и процедур подтверждения соответствия товаров техническим регламентам и стандартам в государствах–участниках Содружества.

В соответствии со статьей 7 Соглашения по техническим барьерам в зоне свободной торговли в основу проектов технических регламентов в сфере электроэнергетики в рамках СНГ должны быть положены документы, разрабатываемые или разработанные в государствах Содружества и отвечающие тематике, предусмотренной в Предложениях и Программе.

Принятие государствами–участниками СНГ технического регламента может осуществляться в форме международного договора (в качестве приложения – составной части договора) или путем включения его положений в национальное законодательство в соответствии с внутренними процедурами после утверждения Электроэнергетическим Советом СНГ.

Предполагается, что разработка документов будет осуществляться в рамках Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств–участников СНГ в области электроэнергетики, Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ», Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ и других рабочих органов Электроэнергетического Совета СНГ.

На Интернет-портале ЭЭС СНГ будет осуществляться регулярное обновление:

- Реестра нормативных технических документов по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ;
- Реестра нормативных технических документов государств–участников СНГ по обеспечению параллельной работы и системной надежности

электроэнергетических систем СНГ и ОЭС Балтии.

Нормативной основой разработки нормативно-технических документов и проведения научно-исследовательских работ являются Положение о порядке разработки, согласования и утверждения единой для государств-участников СНГ нормативно-технической документации по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем (утверждено Решением ЭЭС СНГ от 10 июня 2004 года) и Порядок разработки, утверждения, финансирования и использования научно-исследовательских работ, организуемых Электроэнергетическим Советом СНГ (утвержден Решением ЭЭС СНГ от 26 мая 2005 года).

IV. Координация совместных действий электроэнергетических организаций и компаний по обеспечению надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ

Проведение совместных и скоординированных действий, направленных на обеспечение устойчивой и надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ, является одной из основных задач Электроэнергетического Совета СНГ.

Предполагается продолжить разработку технических и технологических требований к параллельной работе энергосистем государств-участников СНГ, развивать научно-техническое сотрудничество.

Ведущая роль в решении вопросов координации совместных действий, направленных на обеспечение устойчивой и надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ и других государств, энергосистемы которых работают синхронно с объединением энергосистем государств-участников СНГ, отведена Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

Деятельность КОТК будет направлена на решение следующих основных задач:

- разработка и гармонизация нормативно-технической документации в части обеспечения совместной работы энергосистем и эксплуатации межгосударственных линий электропередачи;
- анализ эффективности мер по обеспечению оперативно-технологического управления параллельно работающими энергосистем государств-участников СНГ, в том числе системной противоаварийной автоматики в объединении энергосистем с разработкой соответствующих рекомендаций;
- координация совместной работы энергосистем и подготовка решений в части оперативно-технологического управления;
- координация программ подготовки оперативного персонала и проведение противоаварийных тренировок.

Основой обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств Содружества являются скоординированные совместные действия электроэнергетических организаций и компаний государств-участников СНГ по реализации комплекса мер, направленных на повышение эффективности и надежности функционирования электроэнергетической отрасли каждой из стран СНГ в отдельности и объединения энергосистем государств-участников СНГ в целом.

Намечено продолжить изучение вопросов организации параллельной работы объединения энергосистем государств-участников СНГ и ОЭС Балтии с энергообъединением стран Европейского Союза, а также с энергосистемой Исламской Республики Иран.

V. Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (ОЭР СНГ)

Объединение на параллельную работу энергосистем государств-участников СНГ явилось важным итогом деятельности Электроэнергетического Совета СНГ и одновременно стало основой для решения важной стратегической задачи - создания конкурентной среды в области производства и торговли электроэнергией, ориентированной в конечном итоге на образование цивилизованных электроэнергетических рынков в государствах Содружества.

Советом глав государств и Советом глав правительств СНГ принят ряд решений, предусматривающих разработку и реализацию системы мер по формированию рынка энергоресурсов - одной из важнейших составляющих которой является общий электроэнергетический рынок государств-участников СНГ.

С этой целью Советом глав правительств СНГ 25 ноября 2005 года утверждена Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ, приняты Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ от 25 мая 2007 года и Протокол об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ от 21 мая 2010 года, разработанные Электроэнергетическим Советом СНГ.

Реализация данных договоров должна стать базой дальнейших совместных действий государств Содружества по формированию на основе параллельно работающих энергосистем объединенного рыночного пространства в электроэнергетике и создать экономические, правовые и технические основы для дальнейшей интеграции электроэнергетических рынков государств-участников СНГ и других стран Европы и Азии.

Работа в данном направлении будет осуществляться в соответствии с поэтапными сводными планами-графиками формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ в рамках Рабочей группы "Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка стран СНГ".

Важнейшей задачей по реализации данного направления является разработка правил, технологических регламентов и других видов нормативно-технических документов, обеспечивающих формирование и функционирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ с учетом технологических требований, разрабатываемых Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии.

VI. Обеспечение надежности функционирования электроэнергетики государств-участников СНГ и создание условий безопасного труда работников электроэнергетической отрасли

Развитие конкурентных отношений в электроэнергетике должно сопровождаться обеспечением требуемого уровня надежности ее функционирования.

Проблемы в обеспечении надежности могут возникнуть из-за отсутствия координации в процессе разделения участников единого технологического процесса генерации, передачи, потребления электрической энергии и появления многих независимых субъектов рынка.

Энергетическая безопасность государств-участников СНГ является важным аспектом национальной безопасности в связи с большой социальной значимостью электроэнергии для жизнеобеспечения общества.

Основными составляющими электроэнергетической безопасности являются:

- обеспечение балансов мощности и энергии;
- предотвращение крупных внезапных аварийных нарушений электроснабжения, имеющих общегосударственное и региональное значение.

Предотвращение и ликвидация крупных аварийных нарушений является важным аспектом надежности функционирования энергосистем и их частей и связывается с обеспечением живучести энергообъединений и энергосистем. Для решения этой проблемы, наряду с общими мероприятиями по поддержанию надежности, предусматривается специальная система противоаварийных мероприятий, направленных на ограничение развития аварийного процесса и скорейшую ликвидацию возникшего нарушения с восстановлением рабочего режима. Эти мероприятия предусматриваются на этапах планирования развития и функционирования энергосистем и относятся к оборудованию, элементам энергосистемы, уровню резервирования и специальному автоматическому и оперативному управлению.

В целом, надежность электроэнергетики является важнейшей составляющей энергетической безопасности государств, что определяет необходимость выработки четкой политики в электроэнергетике, разделения ответственности субъектов рынка, адекватной формирующимся рыночным отношениям.

Важнейшей задачей в электроэнергетике является обеспечение безопасных условий труда персонала отрасли, внедрение мероприятий по снижению уровня травматизма, предотвращению смертельных случаев, групповых случаев и случаев с тяжелым исходом.

В рамках Рабочей группы по надежности работы оборудования и охране труда планируется осуществлять обмен передовым опытом в области надежности работы электроэнергетического оборудования и охране труда, выпуск Информационных бюллетеней с обзором случаев аварийности и травматизма и планов мероприятий по их предотвращению в электроэнергетических системах государств-участников СНГ.

VII. Мониторинг и анализ основных направлений развития электроэнергетики Содружества Независимых Государств с учетом долгосрочной перспективы и подготовка предложений по их координации

Главной задачей планов перспективного развития электроэнергетики государств Содружества является определение путей и формирование условий наиболее эффективного использования энергетических ресурсов и производственного потенциала топливно-энергетического комплекса для дальнейшего социально-экономического развития стран и подъема благосостояния населения.

Основные направления, масштабы и структура развития электроэнергетики, пути ее дальнейшего реформирования с обеспечением баланса интересов государств и хозяйствующих субъектов определяются в разрабатываемых или уже принятых в большинстве государств-участников СНГ долгосрочных стратегиях развития электроэнергетики и перспективных планах развития отрасли.

В связи с этим особое значение приобретают мониторинг и анализ основных направлений развития электроэнергетики с учетом долгосрочной перспективы и подготовка предложений по их координации.

VIII. Разработка рекомендаций по формированию совместных инвестиционных программ и содействие в их реализации

Экономическая политика в инвестиционной сфере должна быть направлена на стимулирование инвестиционной активности, то есть на создание экономической заинтересованности в направлении имеющихся финансовых ресурсов на инвестиционные цели (а не только на нужды потребления), а также на создание условий для нормальной реализации капиталовложений.

Для создания новых производственных мощностей и развития энергетических баз государства должны поощрять расширение круга инвесторов в электроэнергетике за счет аккумуляирования средств отечественных и зарубежных потребителей топлива и энергии и населения путем создания внебюджетных и целевых государственных, отраслевых и региональных фондов и инвестиционных компаний.

Важным источником финансирования капиталовложений в электроэнергетику должны стать зарубежные инвестиции, как кредиты и займы (государственные, частные, международных организаций), так и прямые инвестиции государственных, акционерных и частных структур.

Дополнительным источником инвестиций могут стать денежные средства населения, привлекаемые через выпуск акций, облигаций и других ценных бумаг на заемной основе.

Задачей государств является создание благоприятных условий для привлечения инвесторов с целью финансирования электроэнергетических программ и проектов на экономически привлекательных для них условиях с учетом законодательства этих государств.

Намечается проведение анализа инвестиционной политики государств-участников СНГ по объектам электроэнергетики, имеющим межгосударственное значение, и разработка на его основе рекомендаций по ее совершенствованию в следующих основных направлениях:

- совершенствование нормативно-правовой базы в области инвестиций;
- создание благоприятных инвестиционных и правовых условий для диверсификации и освоения передовых инновационных методов и электроэнергетических технологий;
- разработка предложений по созданию (использованию) межгосударственных финансовых институтов государств – участников СНГ для финансирования совместных проектов в области энергетики;
- привлечение инвестиций в электроэнергетику.

Предлагается дальнейшая актуализация страницы Интернет-портала Электроэнергетического Совета СНГ "Инвестиционная политика".

IX. Обобщение и распространение опыта по использованию энергосберегающих технологий, возобновляемых источников энергии и повышению энергоэффективности

Энергоемкость национального дохода в государствах-участниках СНГ в разы превышает уровень США и стран Западной Европы. Более одной трети всех потребляемых ресурсов расходуется нерационально. Поэтому энергосбережение должно стать одним из важнейших направлений новой энергетической политики в каждом из государств Содружества.

В первую очередь необходимо ориентироваться главным образом на организационные и быстрореализуемые технические меры повышения качества эксплуатации энергохозяйства потребителей. Приоритет должен предоставляться технологически подготовленным мероприятиям и проектам, обеспечивающим наибольший эффект при минимальных затратах.

В топливно-энергетическом комплексе, где сосредоточено до одной трети всего потенциала энергосбережения, основные направления экономии связаны с комбинированным использованием тепла и электроэнергии на паросиловых, парогазовых и газотурбинных установках, снижением потерь в магистральных и распределительных электрических и тепловых сетях.

В дальнейшем основные структурные изменения в сфере энергопроизводства и энергопотребления позволят существенно снизить энергоемкость валового национального продукта. За счет энергосбережения может быть получен основной экологический эффект.

Обобщение и распространение опыта государств Содружества и мирового опыта по использованию энергосберегающих технологий может оказать эффективное организационное содействие оптимизации потребления топливно-энергетических ресурсов.

Электроэнергетическим Советом СНГ планируется активизация работы в сфере использования энергосберегающих технологий, возобновляемых источников энергии и повышения энергоэффективности по следующим направлениям:

- подготовка сборника нормативных правовых документов государств-участников СНГ в области энергоэффективности и развития ВИЭ и его электронное издание;

- проведение мониторинга реализуемых проектов в области энергоэффективности и развития ВИЭ в странах СНГ и других регионах;

- проведение семинаров, конференций по обмену опытом в области энергоэффективности и развития ВИЭ;

- осуществление анализа инновационной политики стран СНГ в области энергоэффективности и развития ВИЭ;

- разработка обзоров существующих программ в области развития ВИЭ и энергоэффективности;

- разработка рекомендаций по вопросу совместной реализации региональных

инновационных проектов в области энергоэффективности и развития ВИЭ в рамках межгосударственных целевых программ сотрудничества государств-участников СНГ, международных программ, осуществляемых ГЭФ, ЕЭК ООН, ПРООН и др.

Работа будет осуществляться Секцией по энергоэффективности и возобновляемой энергетике в рамках Рабочей группы Электроэнергетического Совета СНГ по охране окружающей среды.

Х. Координация совместных действий в области охраны окружающей среды

Необходимым условием дальнейшего функционирования и развития электроэнергетики является решение экологических проблем, включающих в себя гармонизацию природоохранного законодательства и стандартов государств-участников СНГ с учетом мирового опыта, а также реализацию ряда организационных и технологических мер, направленных на совершенствование природоохранной деятельности на объектах электроэнергетики.

Гармонизация природоохранного законодательства и экологических стандартов в государствах-участниках СНГ включает:

- разработку предложений по изменению нормативных документов, регламентирующих разрешительную деятельность на природопользование и проведение оценки воздействия на окружающую среду с обоснованием изменения экологических стандартов;

- проведение анализа систем экологической отчетности на объектах электроэнергетики, разработка предложений по их согласованию и унификации (сбор данных, контроль качества, достоверность);

- разработку и реализацию приоритетных инвестиционных проектов, в том числе направленных на повышение энергоэффективности и использование возобновляемых источников энергии в энергокомпаниях государств-участников СНГ;

- разработку предложений по унификации системы подготовки и переподготовки специалистов в области экологии электроэнергетики государств-участников СНГ.

Для совершенствования природоохранной деятельности непосредственно на объектах электроэнергетики необходимо:

- внедрение системы экологического менеджмента на объектах электроэнергетики в соответствии с международным стандартом ISO 14001;

- внедрение рыночных механизмов, стимулирующих собственников энергообъектов к использованию новейших технологий по снижению вредных выбросов.

Особое значение в настоящее время и на перспективу имеет применение механизмов, предусмотренных международной Конвенцией о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния от 13 ноября 1979 года и связанными с ней Протоколами.

В рамках реализации Дорожной карты ЭЭС СНГ - ЕВРЭЛЕКТРИК по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ предполагается продолжение разработки Рабочей группой ЭЭС СНГ по охране окружающей среды регулярных сводных отчетов по мониторингу Дорожной карты.

XI. Формирование общего информационного пространства государств-участников СНГ в области электроэнергетики

Гармоничное развитие электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ возможно только в условиях эффективного функционирования общего информационного пространства, сформированного с использованием новейших достижений науки и техники.

Формирование общего информационного пространства государств-участников СНГ должно представлять собой создание совокупности баз и банков данных, технологий их ведения и использования, информационно-телекоммуникационных систем и сетей, функционирующих на основе единых принципов и по общим правилам, обеспечивающим информационное взаимодействие организаций, а также удовлетворение их информационных потребностей.

Решение основных задач, необходимых для построения общего информационного пространства, возможно только с применением современной вычислительной техники и таких компьютерных средств, как Web-технологии, в частности, с созданием и взаимодействием связанной системы сайтов и Интернет-порталов организаций электроэнергетической отрасли.

В качестве такого средства предполагается дальнейшее использование Интернет - портала Электроэнергетического Совета СНГ. Исполнительный комитет обеспечивает разработку структуры, информационного наполнения Интернет - портала Электроэнергетического Совета СНГ, а также обслуживание его пользователей.

Важными задачами формирования общего информационного пространства являются организация выпуска информационных материалов по различным направлениям функционирования электроэнергетики в странах СНГ, разработка предложений по применению единых стандартов для передачи технологической и коммерческой информации в режиме реального времени.

Важное место в деятельности Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета отведено регулярному обеспечению органов управления электроэнергетикой государств Содружества нормативными, информационными и аналитическими материалами, содержащими сведения о действующих нормативных правовых документах в сфере энергетики, технико-экономических показателях работы энергосистем государств Содружества, тарифной политике и проч.

Дальнейшая работа в данном направлении будет осуществляться путем:

- издания дополнений к Сборнику нормативных правовых документов, принятых в рамках Содружества Независимых Государств в области электроэнергетики;

- ежегодного издания сборников, информационных бюллетеней и обзоров, в том числе: «Электроэнергетика СНГ», «Электроэнергетика стран СНГ», «Реформы в электроэнергетике и рынок электрической энергии», «Экономика электроэнергетики», «Тарифы на электрическую энергию и цены на топливо», «Технико-экономические показатели работы электроэнергетики мира», «Технологии электроэнергетики», по аварийности и травматизму в энергосистемах стран СНГ и др.;

- регулярного выпуска Протоколов заседаний Электроэнергетического Совета СНГ и годовых отчетов.

ХII. Профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ

Электроэнергетическим Советом СНГ придается большое значение вопросам кадрового обеспечения электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ. Значимость проблемы профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала электроэнергетической отрасли возрастает в рамках Содружества в связи с активизацией миграции специалистов, которая требует решения вопросов профессиональной адаптации и взаимного признания документов об образовании.

В соответствии с Концепцией сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики, утвержденной Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2009 года, в ближайшей перспективе усилия государств-участников СНГ должны быть направлены, в том числе, на подготовку специалистов и обеспечение кадрами энергетических отраслей.

В связи с этим Электроэнергетическим Советом СНГ поручено Исполнительному комитету совместно с Рабочей группой по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ разработать предложения по совместной системе подготовки, переподготовки и повышения квалификации специалистов в области электроэнергетики государств-участников СНГ и ее нормативно-правовом обеспечении на основе принятых нормативных правовых актов Содружеств Независимых Государств и с учетом сложившейся в Содружестве и Электроэнергетическом Совете СНГ практики.

ХIII. Организация единого метрологического пространства

Осуществление параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ, формирование и функционирование ОЭР СНГ невозможно без организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики.

В рамках Соглашения об организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, одобренного Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 20 августа 1996 года, проведена работа по разработке и согласованию комплекта документов, направленных на повышение точности измерений и снижение небаланса и потерь электроэнергии на межгосударственных линиях электропередачи:

- Метрология. Термины и определения в электроэнергетике. Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации «Метрология. Основные термины и определения» (РМГ 29-99).
- Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи.
- Унифицированный формат макета и регламент обмена данными по учету межгосударственных потоков электроэнергии.

В дальнейшем планируется осуществить разработку ряда проектов нормативных документов, направленных на повышение точности измерения количества и качества электроэнергии.

XIV. Развитие международных связей в интересах государств-участников СНГ

Повышение эффективности внешнеэкономической деятельности государств-участников СНГ в области электроэнергетики за счет согласованных совместных действий является основной задачей Электроэнергетического Совета СНГ в сфере международного сотрудничества.

Основными партнерами Электроэнергетического Совета СНГ в международном сотрудничестве являются Энергетическая Хартия и европейские энергетические организации: Электроэнергетический союз ЕВРЭЛЕКТРИК (Union of the Electricity Industry) и Союз по координации передачи электроэнергии УСТЕ (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity). Последний в 2008 году вошел в состав новой организации ENTSO-E (Европейская сеть операторов передающих электроэнергетических систем).

Электроэнергетический Совет СНГ участвует в процессе Энергетической Хартии в качестве наблюдателя. Исполнительный комитет ЭЭС СНГ поддерживает контакты с Секретариатом Энергетической Хартии. Представители ЭЭС СНГ участвуют в работе основных органов ЭХ: ежегодных Конференциях по Энергетической Хартии, Группе по торговле и транзиту, Целевых рабочих группах по сотрудничеству в сфере электроэнергетики в Центральной Азии и др.

Правовой основой данных многосторонних межгосударственных отношений является совместная декларация - Энергетическая Хартия (ЭХ), подписанная в Гааге 17 декабря 1991 года, и Договор к Энергетической Хартии (ДЭХ), подписанный в декабре 1994 года и вступивший в силу в апреле 1998 года.

Правовой основой отношений между ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК является бессрочное Соглашение о сотрудничестве, подписанное 13 января 2003 года. Соглашение основывается на принципах Энергетической Хартии и Договоре к Энергетической Хартии. Соглашение «направлено на осуществление сотрудничества в развитии электроэнергетического рынка соответствующих регионов, в частности, по технологическим, рыночным и экологическим аспектам».

На долгосрочную перспективу рассчитаны разработанные Совместными рабочими группами ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ «Рынки» и «Окружающая среда» Дорожные карты по сближению экологических и рыночных условий двух регионов: "Путь к созданию совместимых электроэнергетических рынков в странах ЕС и СНГ" и "Дорожная карта по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ".

В Дорожных картах содержится план поэтапного создания совместимых рыночных и экологических условий в регионах ЕС и СНГ и после их выполнения рынки должны стать полностью совместимыми. Совместимость рыночных правил и законодательства является предварительным условием полного взаимного открытия рынков.

После принятия Дорожных карт и завершения проекта по разработке ТЭО синхронного объединения электроэнергетических систем ЕС и СНГ основной задачей ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ стало обеспечение политической поддержки

предложенных принципов интеграции в Европейском Союзе и на межправительственном уровне в Содружестве Независимых Государств. Следующим шагом может стать создание необходимой правовой основы для практической реализации объединения электроэнергетических систем ЕС и СНГ. Под правовой основой понимается заключение международных договоров.

Для обеспечения решения вопросов международного сотрудничества Электроэнергетическому Совету СНГ необходимо:

- Продолжить участие в международных энергетических организациях МИРЭС, СИГРЭ и в процессе Энергетической Хартии, являющимися авторитетными форумами многостороннего международного сотрудничества в электроэнергетике.

- Содействовать консолидации позиций государств-участников СНГ в рамках процесса Энергетической Хартии.

- Осуществлять взаимодействие с ЕВРЭЛЕКТРИК в форме регулярных встреч Президентов ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ, проведения заседаний совместных рабочих групп, конференций и семинаров.

- Развивать сотрудничество со специализированными и региональными электроэнергетическими организациями и объединениями ЕС, такими как ENTSO-E, NORDEL и другими.

- Оказывать содействие энергетическим организациям государств Содружества в установлении рабочих контактов с международными энергетическими организациями и организации приграничной торговли электроэнергией с сопредельными государствами ЕС, Центральной и Южной Азии.

- Содействовать государствам-участникам СНГ в решении общих задач, продвижении общих интересов в сфере международной деятельности и выстраивания отношений сотрудничества с энергетическими организациями Европейского Союза на более выгодных условиях в формате «регион ЕС - регион СНГ».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	50
I. Цель и приоритетные направления Стратегии	52
II. Правовое обеспечение сотрудничества государств–участников СНГ в области электроэнергетики	53
III. Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ	54
IV. Координация совместных действий электроэнергетических организаций и компаний по обеспечению надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ	56
V. Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (ОЭР СНГ).....	57
VI. Обеспечение надежности функционирования электроэнергетики государств-участников СНГ и создание условий безопасного труда работников электроэнергетической отрасли	57
VII. Мониторинг и анализ основных направлений развития электроэнергетики Содружества Независимых Государств с учетом долгосрочной перспективы и подготовка предложений по их координации	58
VIII. Разработка рекомендаций по формированию совместных инвестиционных программ и содействие в их реализации	59
IX. Обобщение и распространение опыта по использованию энергосберегающих технологий, возобновляемых источников энергии и повышению энергоэффективности	60
X. Координация совместных действий в области охраны окружающей среды	61
XI. Формирование общего информационного пространства государств-участников СНГ в области электроэнергетики	62
XII. Профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ	63
XIII. Организация единого метрологического пространства	63
XIV. Развитие международных связей в интересах государств-участников СНГ ...	64
Приложение 1. Список нормативных правовых документов, принятых государствами-участниками СНГ в области электроэнергетики	
Приложение 2. Список нормативных правовых документов, принятых Электроэнергетическим Советом СНГ	
Приложение 3. Перспективный план мероприятий по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики	

Приложение 1

к Стратегии (основным направлениям)
взаимодействия и сотрудничества
государств-участников СНГ в области
электроэнергетики

Список нормативных правовых документов, принятых государствами-участниками СНГ в области электроэнергетики

1. Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года.
2. Протокол от 22 ноября 2007 года о внесении изменений и дополнений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года.
3. Решение Экономического совета СНГ от 11 марта 2005 года "О Положении об Электроэнергетическом Совете Содружества Независимых Государств в новой редакции".
Приложение - Положение об Электроэнергетическом Совете Содружества Независимых Государств.
4. Соглашение между Электроэнергетическим Советом СНГ и Правительством Российской Федерации об условиях пребывания Исполнительного комитета ЭЭС СНГ на территории Российской Федерации от 14 сентября 2005 года.
5. Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года.
6. Решение Совета глав правительств СНГ от 25 ноября 1998 года о реализации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств.
7. Соглашение о транзите электрической энергии и мощности государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 января 2000 года.
8. Соглашение о взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников Содружества Независимых Государств от 30 мая 2002 года.
9. Соглашение о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года.
10. Соглашение о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 15 сентября 2004 года.
11. Решение Совета глав правительств СНГ от 25 ноября 2005 года о Концепции формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств.
Приложение - Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.
12. Решение Совета глав правительств СНГ от 24 ноября 2006 года об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи в государствах-участниках СНГ.

13. Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 мая 2007 года.

14. Соглашение о гармонизации таможенных процедур при перемещении электрической энергии через таможенные границы государств-участников Содружества Независимых Государств от 22 ноября 2007 года.

15. Решение Совета глав правительств СНГ от 14 ноября 2008 года о Стратегии экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года.

Приложение - Стратегия экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года.

16. Решение Совета глав правительств СНГ от 22 мая 2009 года о Плана мероприятий по реализации первого этапа (2009-2011 годы) Стратегии экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года.

Приложение - План мероприятий по реализации первого этапа (2009-2011 годы) Стратегии экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года.

17. Решение Совета глав государств СНГ от 10 октября 2009 года об определении сотрудничества в области энергетики ключевой сферой взаимодействия государств-участников СНГ в 2009 году.

18. Решение Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2009 года о Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики.

Приложение - Концепция сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики.

19. Соглашение о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем от 20 ноября 2009 года.

20. Решение Совета глав правительств СНГ от 21 мая 2010 года о Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики.

Приложение - План первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики.

21. Протокол об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ от 21 мая 2010 года.

Приложение - Общие принципы трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (этап 1, стадия 1 формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ).

22. Решение Совета глав правительств СНГ от 19 ноября 2010 года о Прогнозе производства и потребления энергоресурсов государств-участников СНГ на период до 2020 года.

Приложение - Прогноз производства и потребления энергоресурсов государств-участников СНГ на период до 2020 года.

23. Решение Экономического совета СНГ от 11 марта 2005 года "Об Основных направлениях и принципах взаимодействия государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения".

Приложение - Основные направления и принципы взаимодействия государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения.

24. Решение Экономического совета СНГ от 12 декабря 2008 года "О ходе выполнения Решения Экономического совета СНГ от 3 декабря 2004 года "О положении в гидроэнергетике Республики Таджикистан".

Приложение - Информация о положении в гидроэнергетике Республики Таджикистан.

25. Решение Экономического совета СНГ от 12 декабря 2008 года "О ходе выполнения Соглашения о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года и Решения Экономического совета СНГ от 11 марта 2005 года "Об основных направлениях и принципах взаимодействия государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения".

Приложение - Информация о ходе выполнения Соглашения о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года и Решения Экономического совета СНГ от 11 марта 2005 года "Об основных направлениях и принципах взаимодействия государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения".

Приложение 2

к Стратегии (основным направлениям)
взаимодействия и сотрудничества
государств-участников СНГ в области
электроэнергетики

Список нормативных правовых документов, принятых Электроэнергетическим Советом СНГ

№ п/п	Наименование документа	Дата принятия	№ заседания ЭЭС СНГ
1.	Устав Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств.	21 апреля 1994 года	7
2.	Регламент Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств.	14 июля 2000 года	17
3.	Порядок избрания и ротации Президента и Вице-президента Электроэнергетического Совета СНГ.	10 октября 2003 года	24
4.	Положение о Постоянных полномочных представителях органов управления электроэнергетикой государств-членов Электроэнергетического Совета СНГ.	21 апреля 1994 года	7
5.	Положение о статусе Наблюдателя при Электроэнергетическом Совете Содружества Независимых Государств.	19 мая 2006 года	29
6.	Положение о Рабочих группах, создаваемых Электроэнергетическим Советом СНГ.	12 октября 2001 года	20
7.	Положение о Комиссии по оперативно–технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).	10 июня 2004 года	25
8.	Регламент работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) ¹ .	12 ноября 2004 года	
9.	Положение о Координационном совете по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.	12 октября 2007 года	32
10.	Регламент работы Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.	12 октября 2007 года	32
11.	Положение о порядке разработки, согласования и утверждения Сметы расходов на финансирование деятельности Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.	10 июня 2004 года	25
12.	Положение о Ревизионной комиссии Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств.	19 октября 2004 года	26
13.	Положение о документальных ревизиях финансово-хозяйственной деятельности Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.	19 октября 2004 года	26

¹ Утвержден Решением КОТК. Протокол №10 от 12 ноября 2004 года.

№ п/п	Наименование документа	Дата принятия	№ заседания ЭЭС СНГ
14.	Положение о почетном звании "Заслуженный энергетик СНГ".	29 мая 2007 года	31
15.	Дополнение в Приложение о почетном звании "Заслуженный энергетик СНГ".	24 октября 2009 года	36
16.	Положение о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ.	29 мая 2007 года	31
17.	Дополнение в Положение о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ.	24 октября 2009 года	36
18.	Положение об эмблеме Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств.	14 мая 1996 года	12
19.	Соглашение об организации межгосударственного обмена информацией в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств.	21 апреля 1994 года	7
20.	Положение о Фонде развития системы межгосударственного обмена информацией в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств.	21 апреля 1994 года	7
21.	Положение о Координационном совете по информации в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств.	21 апреля 1994 года	7
22.	Положение о Межгосударственном информационном центре по электроэнергетике.	21 апреля 1994 года	7
23.	Концепция (Основные принципы) построения и функционирования Системы межгосударственного обмена научно-технической информацией в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств.	10 июня 1999 года	16
24.	Предложения по реализации Концепции построения и функционирования Системы межгосударственного обмена научно-технической информацией в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств.	10 июня 1999 года	16
25.	Типовое положение о базовом национальном органе по информации (БНО) в электроэнергетике СНГ.	10 июня 1999 года	16
26.	Соглашение об организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств.	20 августа 1996 года	13
27.	Положение о взаимодействии метрологических служб электроэнергетики в едином метрологическом пространстве Содружества Независимых Государств.	20 августа 1996 года	13
28.	Унифицированный формат макета обмена данными по учету межгосударственных перетоков электроэнергии.	23 мая 2008 года	33
29.	Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи.	23 мая 2008 года	33
30.	Метрология. Термины и определения в электроэнергетике. Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации "Метрология. Основные термины и	23 мая 2008 года	33

№ п/п	Наименование документа	Дата принятия	№ заседания ЭЭС СНГ
	определения" (РМГ 29-99).		
31.	Соглашение о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК (на английском и русском языках) ² .		
32.	Дорожная карта "Путь к созданию совместимых электроэнергетических рынков в странах ЕС и СНГ".	27 октября 2005 года	28
33.	Дорожная карта по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ.	27 октября 2005 года	28
34.	Меморандум о намерениях по итогам встречи руководителей Электроэнергетического Совета СНГ и Министерства энергетики Исламской Республики Иран по вопросу сотрудничества в электроэнергетике (схронизация энергосистем) ³ .	19 февраля 2008 года	
35.	Соглашение о параллельной работе энергосистем Содружества Независимых Государств от 26 мая 1993 года.	26 мая 1993 года	5
36.	Единые принципы параллельной работы энергетических систем Содружества Независимых Государств.	26 мая 1993 года	5
37.	Временное положение о порядке расчета тарифов на транзит электрической энергии и мощности по электрическим сетям стран Содружества Независимых Государств.	8 июня 2001 года	19
38.	Типовое положение о Комиссиях по расследованию аварий, разработке и осуществлению совместных мер по их предотвращению на электроэнергетических объектах, обеспечивающих межгосударственные перетоки электрической энергии и мощности государств-участников СНГ.	19 марта 2002 года	21
39.	Типовые рекомендации, используемые при заключении контрактов (договоров) на поставки электрической энергии по межгосударственным линиям электропередачи государств-участников СНГ.	18 октября 2002 года	22
40.	Типовые правила учета и контроля перемещения электроэнергии между электроэнергетическими системами государств-участников Содружества Независимых Государств.	10 октября 2003 года	24
41.	Положение о порядке разработки, согласования и утверждения единой для государств-участников СНГ нормативно-технической документации по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем.	10 июня 2004 года	25
42.	Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии.	27 октября 2005 года	28
43.	Общие принципы осуществления транзита электрической энергии по электрическим сетям государств-участников СНГ.	19 мая 2006 года	29

² Подписано на встрече Президентов ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК 13 ноября 2003 года в Брюсселе.

³ Подписано на встрече Президента ЭЭС СНГ и Министра энергетики Исламской Республики Иран 19 февраля 2008 года в Тегеране.

№ п/п	Наименование документа	Дата принятия	№ заседания ЭЭС СНГ
44.	Инструкция по расследованию технологических нарушений в работе межгосударственных электроэнергетических объектов.	13 октября 2006 года	30
45.	Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков.	13 октября 2006 года	30
46.	Предложения по формированию системы технического регулирования в области электроэнергетики государств - участников Содружества Независимых Государств.	13 октября 2006 года	30
47.	Порядок разработки, утверждения, финансирования и использования научно-исследовательских работ, организуемых Электроэнергетическим Советом СНГ.	13 октября 2006 года	30
48.	Положение о взаимоотношениях оперативного персонала включенных на параллельную (синхронную) работу энергосистем сопредельных государств.	29 мая 2007 года	31
49.	Общие принципы взаимодействия системных операторов в условиях общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.	29 мая 2007 года	31
50.	Типовая инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии.	29 мая 2007 года	31
51.	Правила планирования графиков перетоков электроэнергии.	29 мая 2007 года	31
52.	Правила регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности.	29 мая 2007 года	31
53.	Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков.	12 октября 2007 года	32
54.	Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии ИКЭС-Р-...-2008.	23 мая 2008 года	33
55.	Типовой договор о создании и порядке использования резервов ресурсов при параллельной работе электроэнергетических систем государств-участников СНГ	23 мая 2008 года	33
56.	Основные рекомендации по измерениям перетоков мощности.	24 октября 2008 года	34
57.	Положение о проведении международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии.	24 октября 2008 года	34
58.	Положение о проведении международных соревнований (конкурсов) диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии.	24 октября 2008 года	34
59.	Перечень нормативных правовых документов ОЭР СНГ, необходимых для практической реализации трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (Этап 1, Стадия 1 формирования ОЭР СНГ).	29 мая 2009 года	35
60.	Основные технические рекомендации к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности.	29 мая 2009 года	35

№ п/п	Наименование документа	Дата принятия	№ заседания ЭЭС СНГ
61.	Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности.	29 мая 2009 года	35
62.	Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.	29 мая 2009 года	35
63.	Положение о релейной защите (РЗ) и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов (АТ).	24 октября 2009 года	36
64.	Перечень основных нормативно-технических и организационно-распорядительных документов, разработанных в рамках КОТК, рекомендуемых в качестве дополнительных при проверке знаний руководящего и оперативного персонала, к должностным обязанностям которого относятся вопросы оперативно-диспетчерского управления режимами работы энергосистем стран СНГ и Балтии.	24 октября 2009 года	36
65.	Положение о проведении Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.	24 октября 2009 года	36
66.	Положение о судействе Международных соревнований профессионального мастерства специалистов электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.	24 октября 2009 года	36
67.	Программа разработки технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ.	28 мая 2010 года	37
68.	Порядок формирования прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ.	28 мая 2010 года	37
69.	Макет информации о технологических нарушениях в работе энергосистем, электростанций, электрических и тепловых сетей.	28 мая 2010 года	37
70.	Макет информации о несчастном случае на производстве.	28 мая 2010 года	37
71.	Критерии представления информации о технологических нарушениях в работе национальных энергосистем государств-участников СНГ.	28 мая 2010 года	37
72.	Сводный план-график формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (Этап 1).	15 октября 2010 года	38
73.	Примерный перечень нормативных правовых документов, обеспечивающих формирование и функционирование рынка системных и вспомогательных услуг в рамках общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.	15 октября 2010 года	38

№ п/п	Наименование документа	Дата принятия	№ заседания ЭЭС СНГ
74.	Макет информации для привлечения инвестиций в объекты электроэнергетики.	15 октября 2010 года	38
75.	Реестр нормативных технических документов по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ.	15 октября 2010 года	38
76.	Реестр нормативных технических документов государств-участников СНГ по обеспечению параллельной работы и системной надежности электроэнергетических систем СНГ и ОЭС Балтии.	15 октября 2010 года	38
77.	Типовое положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем.	15 октября 2010 года	38
78.	Типовой регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем.	15 октября 2010 года	38
79.	Типовое соглашение об организации обмена технологической информацией, необходимой для управления режимами параллельно работающих энергосистем.	15 октября 2010 года	38
80.	Состав и объем информации, подлежащей включению в Информационные бюллетени по аварийности и травматизму.	27 мая 2011 года	39
81.	Технический регламент "О безопасности электрических сетей".	27 мая 2011 года	39
82.	Типовое соглашение о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы.	27 мая 2011 года	39
83.	Порядок расчета и утверждения коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем стран – участниц параллельной работы.	27 мая 2011 года	39
84.	Порядок определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.	21 октября 2011 года	40
85.	Стратегия (основные направления) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.	21 октября 2011 года	40
86.	Технический регламент "О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций".	21 октября 2011 года	40
87.	Рекомендуемая форма соглашения по организации обмена неоперативной технологической и статистической информацией, используемой для обеспечения параллельной работы.	21 октября 2011 года	40

Приложение 3

к Стратегии (основным направлениям)
взаимодействия и сотрудничества
государств-участников СНГ в области
электроэнергетики

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ СТРАТЕГИИ (ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ) ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ И СОТРУДНИЧЕСТВА ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок исполнения	Ответственные за исполнение
1	Правовое обеспечение сотрудничества государств–участников СНГ в области электроэнергетики		
1.1	Разработка проекта Протокола о внесении изменений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ от 14 февраля 1992 года.	2012-2014 гг.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Органы управления электроэнергетикой стран СНГ.
1.2	Обеспечение прохождения проекта Протокола о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ от 25 ноября 1998 года в уставных и исполнительных органах СНГ.	2012 г.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
1.3	Мониторинг выполнения государствами–участниками СНГ обязательств по унификации и гармонизации законодательных и других нормативных правовых актов в соответствии с заключенными международными договорами СНГ в сфере электроэнергетики.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочие группы, Органы управления электроэнергетикой стран СНГ.
1.4	Мониторинг ратификации или выполнения внутригосударственных процедур, необходимых для вступления в силу международных договоров Содружества, государствами–участниками СНГ и исполнения процедуры присоединения государств–участников СНГ к международным договорам Содружества в сфере электроэнергетики.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Органы управления электроэнергетикой стран СНГ.

2	Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ			
	2.1	Актуализация Реестра нормативных технических документов по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ.	постоянно	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа по НТД.
	2.2	Актуализация Реестра нормативных технических документов государств–участников СНГ по обеспечению параллельной работы и системной надежности электроэнергетических систем СНГ и ОЭС Балтии.	Постоянно	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа по НТД.
2.3	Выполнение Программы разработки технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ.	2012-2020 гг.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа по НТД.	
3	Координация совместных действий электроэнергетических организаций и компаний по обеспечению надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ			
	3.1	Разработка основных технических требований по обеспечению надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ.	В соответствии с планами работы КОТК	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, КОТК.
	3.2	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии.		
	3.3	Проведение международных соревнований (конкурсов) диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии.		
3.4	Проведение мероприятий, направленных на восстановление параллельной работы энергосистемы Республики Армения с объединением энергосистем государств-участников СНГ.	2011-2012 гг.	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.	

4	Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (ОЭР СНГ)			
	4.1	Реализация Сводного плана-графика формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ (Этап 1).	2011-2015 гг.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Органы управления электроэнергетикой стран СНГ.
	4.2	Подготовка предложений по организации разработки и содержательной части проектов нормативных правовых документов по формированию рынка системных услуг.	2012-2015 гг.	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Координационный совет, Рабочая группа по рынку, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
	4.3	Подготовка предложений по организации разработки и содержательной части проектов нормативных правовых документов по формированию ОЭР СНГ для каждого из его этапов и стадий.	В соответствии с планами работ Рабочей группы по рынку	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Рабочая группа по рынку, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
4.4*	Подготовка предложений по обеспечению условий выполнения и реализации Соглашения о транзите электрической энергии и мощности государств-участников СНГ.	2012–2015 гг.	Рабочая группа по рынку.	
5	Обеспечение надежности функционирования электроэнергетики государств-участников СНГ и создание условий безопасного труда работников электроэнергетической отрасли			
	5.1	Обмен передовым опытом в области обеспечения надежности работы энергетического оборудования и охраны труда.	Ежегодно	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ.

* Редакция российской стороны: «Подготовка предложений по обеспечению условий выполнения и реализации Соглашения о транзите электрической энергии и мощности государств-участников СНГ с учетом необходимости его актуализации в соответствии с профильными международными договорами, заключенными в рамках интеграционных объединений, участниками которых являются государства Содружества».

	5.2	Выработка предложений по обмену информацией о составе и содержании нормативно-технических документов государств-участников СНГ в области обеспечения надежности работы оборудования и охраны труда.	2012-2013 гг.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
	5.3	Выпуск Информационных бюллетеней с обзором случаев аварийности и травматизма и планов мероприятий по их предотвращению в электроэнергетических системах государств-участников СНГ.	2 раза в год	Рабочая группа по надежности работы оборудования и охране труда.
	5.4	Подготовка предложений по технологическому и ресурсному взаимодействию государств-участников СНГ в целях предотвращения и устранения последствий массовых технологических нарушений на энергетических объектах под воздействием природных факторов.	2012-2013 гг.	Рабочая группа по разработке системы предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций техногенного и природного происхождения на энергообъектах государств Содружества.
6	Мониторинг и анализ основных направлений развития электроэнергетики Содружества Независимых Государств с учетом долгосрочной перспективы и подготовка предложений по их координации		Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Координационный совет.
7	Разработка рекомендаций по формированию совместных инвестиционных программ и содействие в их реализации			
	7.1	Разработка предложений по совершенствованию нормативно-правовой базы в области инвестиций.	Постоянно	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
	7.2	Разработка предложений по созданию благоприятных инвестиционных и правовых условий для диверсификации и освоения передовых инновационных методов и электроэнергетических технологий.	Постоянно	
	7.3	Разработка предложений по созданию (использованию) межгосударственных финансовых институтов государств – участников СНГ для финансирования совместных проектов в области энергетики.	2012-2013 гг.	

	7.4	Актуализация страницы Интернет-портала Электроэнергетического Совета СНГ "Инвестиционная политика".	Постоянно	
8	Обобщение и распространение опыта по использованию энергосберегающих технологий, возобновляемых источников энергии и повышению энергоэффективности		Постоянно	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
	8.1	Подготовка сборника нормативных правовых документов государств-участников СНГ в области энергоэффективности и развития ВИЭ и его электронное издание.	2012-2013 гг.	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Секция по энергоэффективности и возобновляемой энергетике.
	8.2	Проведение мониторинга реализуемых проектов в области энергоэффективности и развития ВИЭ в странах СНГ и других регионах.	Постоянно	
	8.3	Проведение семинаров, конференций по обмену опытом в области энергоэффективности и развития ВИЭ.	Постоянно	
	8.4	Осуществление анализа инновационной политики стран СНГ в области энергоэффективности и развития ВИЭ.	2013-2014 гг.	
	8.5	Разработка обзоров существующих программ в области развития ВИЭ и энергоэффективности.	Постоянно	
	8.6	Разработка рекомендаций по вопросу совместной реализации региональных инновационных проектов в области энергоэффективности и развития ВИЭ в рамках межгосударственных целевых программ сотрудничества государств-участников СНГ, международных программ, осуществляемых ГЭФ, ЕЭК ООН, ПРООН и др.	2012-2015 гг.	
9	Координация совместных действий в области охраны окружающей среды			
	9.1	Разработка предложений по гармонизации законодательной базы (нормативных актов, стандартов), регламентирующей деятельность объектов электроэнергетики в области охраны окружающей среды.	2011-2015 гг.	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочие группы.
9.2	Обмен опытом внедрения системы экологического менеджмента на объектах электроэнергетики в соответствии с международным стандартом ISO 14001.	2011-2015 гг.		

	9.3	Разработка предложений по использованию механизмов, предусмотренных международной Конвенцией о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния и связанными с ней Протоколами для совершенствования энергетического оборудования и повышения экологической безопасности.	2011-2013 гг.	
	9.4	Разработка предложений по унификации системы подготовки и переподготовки специалистов в области экологии электроэнергетики стран СНГ.	2011-2013 гг.	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочие группы.
	9.5	Расширение сотрудничества с международными организациями, занимающихся проблемами охраны окружающей среды и смежными проблемами.	2011-2015 гг.	
	9.6	Разработка сводных отчетов по мониторингу Дорожной карты ЭЭС СНГ - ЕВРЭЛЕКТРИК по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ в государствах Содружества.	1 раз в 2 года	
10	Формирование общего информационного пространства государств-участников СНГ в области электроэнергетики			
	10.1	Продолжение работы по совершенствованию информационного обмена в объединении энергосистем стран СНГ.	Постоянно	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
	10.2	Развитие и наполнение информационно-телекоммуникационной системы (Интернет-портала) Электроэнергетического Совета СНГ.	Постоянно	
	10.3	Организация выпусков информационных бюллетеней по различным направлениям функционирования электроэнергетики в странах СНГ.	Постоянно	

11	Профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ			
	11.1	Разработка предложений по совместной системе подготовки, переподготовки и повышения квалификации специалистов в области электроэнергетики государств-участников СНГ и ее нормативно-правовом обеспечении на основе принятых нормативных правовых актов Содружества Независимых Государств и с учетом сложившейся в Содружестве и Электроэнергетическом Совете СНГ практики.	2011-2013 гг.	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ.
	11.2	Организация и проведение Международных соревнований профессионального мастерства специалистов электроэнергетической отрасли.	Ежегодно	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Оргкомитет Международных соревнований.
	11.3	Организация и проведение Международных электроэнергетических семинаров.	Ежегодно	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
	11.4	Организация и проведение Международных молодежных конференций.	В соответствии с планами ЭЭС СНГ	Органы управления электроэнергетикой стран СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
12	Организация единого метрологического пространства			
	12.1	Разработка нормативных документов, направленных на повышение точности измерения количества и качества электроэнергии.	До 2017 г.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ.

13	Международное сотрудничество		
13.1	Координация работы Совместных рабочих групп (СРГ) ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК "Рынки" и "Окружающая среда".	2012-2020 гг.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.2	Развитие сотрудничества с международными энергетическими организациями (МЭК, EURELECTRIC, ENTSO-E, NORDEL, CIGRE).	Постоянно	Электро-энергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.3	Развитие сотрудничества в области электроэнергетики с энергетическими организациями зарубежных стран и региональными электроэнергетическими объединениями.	Постоянно	
13.4	Проведение консультаций в рамках Электроэнергетического Совета СНГ по вопросу подготовки Протокола к Энергетической Хартии по электроэнергетике.	2012 г.	
13.5	Взаимодействие с Европейской Комиссией с целью подготовки решения вопроса о переходе на синхронную работу объединения энергосистем стран СНГ с энергообъединением ЕС.	До 2020 г.	
13.6	Принятие мер по поддержке принципов Дорожных карт по рынкам и окружающей среде в Европейском Союзе и на межправительственном уровне в СНГ.	До 2018 г.	

УТВЕРЖДЕН
Решением Электроэнергетического
Совета СНГ
Протокол № 40 от 21 октября 2011 года

Технический регламент

"О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций"

Оглавление

I. Общие положения	88
1.1. Предисловие.....	88
1.2. Область применения. Порядок и правила идентификации объектов регулирования	88
1.3. Термины и определения.....	89
1.4. Перечень сокращений.....	94
II. Общие требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций	94
2.1. Общие положения.....	94
2.2. Требования к назначению класса и категории ответственности гидротехнических сооружений.....	95
2.3. Требования к критериям безопасности гидротехнических сооружений.....	97
2.4. Требования к декларированию безопасности гидротехнических сооружений..	97
2.5. Требования к сейсмостойкости гидротехнических сооружений.....	101
2.6. Требования к строительным материалам.....	102
2.7. Требования к охране окружающей среды.....	104
III. Требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций при их проектировании	105
3.1. Общие требования.....	105
3.2. Требования по учёту нагрузок и воздействий на сооружения.....	107
3.3. Требования к расчетному обоснованию надежности и безопасности гидротехнических сооружений.....	109
3.4. Требования к обеспечению безопасности оснований гидротехнических сооружений.....	111
3.5. Требования к обеспечению безопасности бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений.....	113
3.6. Требования к обеспечению безопасности бетонных и железобетонных (гравитационных, контрфорсных, арочных) плотин.....	114
3.7. Требования к обеспечению безопасности грунтовых плотин и дамб.....	117
3.8. Требования к обеспечению безопасности водопропускных гидротехнических сооружений.....	120
3.9. Требования к обеспечению безопасности зданий, подводящих и отводящих трактов электрических и насосных станций.....	124
3.10. Требования к обеспечению безопасности водозаборных сооружений и отстойников.....	124
3.11. Требования к обеспечению безопасности водоводов замкнутого поперечного сечения и сооружений на них.....	126
3.12. Требования к обеспечению безопасности каналов.....	127
3.13. Требования к обеспечению безопасности бассейнов суточного регулирования, напорных бассейнов электрических станций.....	128

3.14. Требования к обеспечению безопасности систем технического водоснабжения тепловых и атомных электростанций.....	129
3.15. Требования к обеспечению безопасности берегоукрепительных, защитных, регуляционных и оградительных сооружений.....	130
3.16. Требования к обеспечению безопасности рыбопропускных и рыбозащитных сооружений.....	131
3.17. Требования к механическому оборудованию при обеспечении безопасности гидротехнических сооружений.....	131
3.18. Требования к обеспечению безопасности золошлакоотвалов и шламоотвалов.....	132
3.19. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения.....	134
IV. Требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций при их строительстве и реконструкции.....	136
4.1. Общие требования.....	136
4.2. Требования по безопасности при пропуске строительных расходов воды и льда.....	136
4.3. Требования безопасности гидротехнических сооружений при ведении строительных работ в зимний период.....	137
4.4. Требования по техническому контролю безопасности гидротехнических сооружений, реализуемые на стадии строительства.....	137
4.5. Требования к безопасности при реконструкции.....	138
4.6. Обеспечение безопасности окружающей среды при проведении строительных работ.....	138
V. Требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций при их эксплуатации.....	138
5.1. Требования безопасности гидротехнических сооружений при эксплуатации.....	138
5.2. Требования по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, эксплуатируемых в северной климатической зоне.....	139
5.3. Безопасность речных гидротехнических сооружений при регулировании речного стока и пропуске максимальных расходов воды.....	140
5.4. Требования к эксплуатации механического оборудования для обеспечения безопасности водопропускных гидротехнических сооружений.....	140
5.5. Требования по техническому контролю безопасности гидротехнических сооружений и механического оборудования.....	141
5.6. Требования безопасности к эксплуатации напорных водоводов.....	142
5.7. Требования безопасности при эксплуатации гидротехнических сооружений в период отрицательных температур наружного воздуха.....	143
5.8. Требования безопасности эксплуатации сооружений на каналах и водохранилищах.....	143
5.9. Требования безопасности эксплуатации охладителей тепловых и атомных электростанций.....	144
5.10. Требования безопасности эксплуатации золошлакоотвалов и шламоотвалов.....	144

5.11. Требования безопасности при капитальном ремонте.....	147
5.12. Обеспечение безопасности окружающей среды при эксплуатации.....	147
VI. Требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций при их консервации и ликвидации.....	147
VII. Оценка соответствия.....	148
7.1. Оценка соответствия гидротехнических сооружений при проектировании.....	148
7.2. Оценка соответствия гидротехнических сооружений при строительстве и вводе в эксплуатацию.....	148
7.3. Оценка соответствия гидротехнических сооружений при эксплуатации.....	149
Приложения.....	150

I. Общие положения

1.1. Предисловие

1.1.1. Настоящий технический регламент разработан в соответствии с Программой разработки технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ, утвержденной Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 28 мая 2010 года.

1.1.2. Настоящий технический регламент направлен на обеспечение безопасности гидротехнических сооружений электрических станций, безопасного использования прилегающих к ним территорий, экологической безопасности.

1.1.3. Настоящий технический регламент принят в целях защиты жизни и здоровья людей, имущества физических и юридических лиц, охраны окружающей среды.

1.1.4. Настоящий технический регламент отвечает нормам законодательства государств-участников СНГ в области электроэнергетики и технического регулирования и устанавливает:

требования безопасности к объектам технического регулирования на стадиях их проектирования, строительства, реконструкции, монтажа, наладки, ввода в эксплуатацию, эксплуатации (в том числе технического обслуживания и ремонта), консервации и ликвидации;

правила идентификации объектов технического регулирования для целей применения настоящего технического регламента;

требования по оценке соответствия объектов технического регулирования настоящего технического регламента установленным в нем требованиям.

1.2. Область применения.

Порядок и правила идентификации объектов регулирования

1.2.1. Объектами технического регулирования настоящего технического регламента являются гидротехнические сооружения электрических станций (далее – ГТС) на территории государств-участников СНГ.

1.2.2. Для применения настоящего технического регламента гидротехнические сооружения электрических станций идентифицируются в порядке, установленном настоящей статьёй, по следующим признакам:

1) назначение;

2) возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация гидротехнических сооружений электрических станций;

3) уровень ответственности.

1.2.3. Идентификация гидротехнических сооружений электрических станций по назначению должна устанавливаться на основе тождественности характеристик объекта существенным признакам, приведенным в разделе II. настоящего технического регламента.

1.2.4. Идентификация гидротехнических сооружений электрических станций по признакам, предусмотренным подпунктом 2 пункта 1.2.2. настоящего технического регламента должна производиться в соответствии с данными многолетних наблюдений за природными процессами и явлениями, а также результатами инженерных изысканий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация сооружений.

1.2.5. Идентификация гидротехнических сооружений электрических станций по признаку уровня ответственности производится назначением класса сооружений в соответствии с частью 2.2. раздела II. настоящего технического регламента.

1.2.6. Идентификацию объекта технического регулирования для целей применения настоящего технического регламента на стадиях проектирования, строительства (монтажа) и реконструкции, ввода в эксплуатацию, эксплуатации, ликвидации (консервации) осуществляет собственник объекта или эксплуатирующая организация, проектная организация, органы государственного контроля (надзора) государств-участников СНГ, к компетенции которых отнесен технический (надзор) в области электроэнергетики.

1.3. Термины и определения

1.3.1. В настоящем техническом регламенте используются следующие термины и определения:

атомная электростанция – электростанция, преобразующая энергию деления ядер атомов в электрическую энергию или в электрическую энергию и тепло;

безопасность гидротехнических сооружений – свойство гидротехнических сооружений, позволяющее обеспечивать защиту жизни, здоровья и законных интересов людей, окружающей среды и хозяйственных объектов;

бьеф – участок водотока или водоёма, примыкающая к водоподпорному сооружению;

водовод – гидротехническое сооружение для подвода и отвода воды в заданном направлении;

водовыпуск – водопропускное сооружение для целевых попусков воды из водохранилища (накопителя) или канала или организованного выпуска в водоток или водоем воды в системе водопользования;

водопропускное сооружение – гидротехническое сооружение для пропуска воды;

водосброс – водопропускное сооружение, предназначенное для сброса воды из верхнего бьефа для предотвращения его переполнения;

водоспуск – водопропускное сооружение для опорожнения водохранилища (накопителя) или канала, временного понижения уровня воды в них;

водослив – гидротехническое сооружение в виде препятствия или горизонтального стеснения, через которое происходит перелив воды;

временные гидротехнические сооружения – сооружения, используемые только в период строительства, капитального ремонта, реконструкции, консервации и ликвидации постоянных сооружений;

гидроаккумулирующая электростанция - комплекс сооружений и оборудования, выполняющий функции аккумуляции и выработки электрической энергии путем накачки воды из нижнего бассейна в верхний (насосный режим) и последующего преобразования потенциальной энергии воды в электрическую энергию (турбинный режим);

гидродинамическая авария – авария на гидротехническом сооружении, связанная с распространением с большой скоростью значительных масс воды и создающая угрозу возникновения техногенной чрезвычайной ситуации;

гидротехнические сооружения электрических станций – сооружения на водных объектах (или функционально с ними связанные), предназначенные для использования и охраны водных ресурсов и предотвращения вредного воздействия вод, включая: плотины, здания гидроэлектростанций, водосбросные, водоспускные, водовыпускные и водозаборные сооружения, каналы, туннели, насосные станции, сооружения, предназначенные для защиты от наводнений и разрушений берегов водохранилищ, берегов и дна русел рек, сооружения систем технического водоснабжения, золошлакоотвалы тепловых электростанций, системы гидротранспорта отходов и стоков, подачи осветленной воды, устройства, защищающие от размывов дно и берега каналов;

гидроузел – комплекс гидротехнических сооружений, объединенных по расположению;

гидроэлектростанция – электрическая станция в составе гидроузла, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию;

гидроэлектростанция малая – гидроэлектростанция с установленной мощностью от 0,1 до 30 МВт при номинальной мощности одного агрегата не более 10 МВт и диаметре рабочего колеса менее 3 метров;

градирня – сооружение для интенсивного охлаждения воды атмосферным воздухом в системе водоснабжения тепловых электростанций;

дамба – сооружение для защиты территории от затопления, ограждения искусственных водоемов и водотоков, направленного отклонения потока воды, защиты золошлакоотвалов и хранилищ жидких отходов;

декларация безопасности гидротехнического сооружения – документ, в котором обосновывается безопасность гидротехнического сооружения и определяются меры по обеспечению безопасности гидротехнического сооружения с учетом его класса;

долговечность – свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

золошлакоотвал – комплекс сооружений, предназначенных для складирования золошлаковых материалов, образующихся при сжигании твердого топлива на тепловых электростанциях;

инженерно-геологические изыскания – комплекс работ по изучению инженерно-геологических условий предполагаемого строительства, включая рельеф, геологическое строение, геоморфологические и гидрогеологические условия, состав, состояние и свойства грунтов, геологические и инженерно-геологические процессы, изменение условий освоенных (застроенных) территорий, составление прогноза возможных изменений инженерно-геологических условий в сфере взаимодействия проектируемых объектов с геологической средой с целью получения необходимых и достаточных материалов для проектирования, строительства и эксплуатации объектов;

инженерно-гидрометеорологические изыскания – комплекс работ по изучению гидрометеорологического режима, включающий в себя наблюдения и измерения характеристик гидрометеорологических явлений и процессов;

инженерные изыскания – комплекс работ по изучению природных и техногенных условий строительства, составление прогнозов взаимодействия строящихся объектов с окружающей средой, обоснование их инженерной защиты и безопасных условий жизни населения;

канал – водовод в виде искусственного русла в грунтовой выемке или насыпи;

класс гидротехнического сооружения – регламентируемая действующими нормами проектирования количественная характеристика, определяющая степень социально-экономической значимости и ответственности гидротехнического сооружения и устанавливаемая с учетом последствий его аварии;

консервация гидротехнического сооружения - комплекс мероприятий, направленных на прекращение выполнения гидротехническим сооружением своих функций, осуществление организационных и технических мер, обеспечивающих безопасность гидротехнического сооружения, предотвращение его разрушения, а также его работоспособность после расконсервации;

критерии безопасности гидротехнических сооружений – предельные значения количественных и качественных показателей состояния гидротехнического сооружения и условий его эксплуатации, соответствующие допустимому уровню риска аварии гидротехнического сооружения;

ликвидация гидротехнического сооружения – комплекс мероприятий по демонтажу, сносу и (или) перепрофилированию гидротехнического сооружения, приведению занимавшейся им территории, включая соответствующую часть водного объекта, в состояние, безопасное для людей и окружающей среды;

механическое оборудование гидротехнических сооружений – устройства, необходимые для эксплуатации водопропускных гидротехнических сооружений, в которые входят затворы с закладными деталями, сороудерживающие решетки, подъемные механизмы и захватные балки, приспособления для маневрирования затворами и подъема решеток;

надежность гидротехнического объекта – свойство гидротехнического сооружения, характеризующее его способность выполнять требуемые функции при установленных режимах и условиях эксплуатации, технического обслуживания и ремонта в течение заданного периода времени, сохраняя при этом в установленных пределах значения всех параметров, определяющих эти функции;

насосная станция для подъема воды – комплекс гидротехнических сооружений и оборудования для подъема воды насосами;

национальное законодательство – законодательство государства-участника СНГ, на территории которого расположено гидротехническое сооружение;

обеспечение безопасности гидротехнических сооружений – разработка и осуществление мер по предупреждению аварий гидротехнических сооружений;

обеспеченность гидрологической характеристики – вероятность того, что рассматриваемое значение гидрологической характеристики может быть превышено среди совокупности всех возможных её значений;

оградительное сооружение – сооружение, ограждающее участок акватории или береговую полосу от размывающих течений, волн, наносов, льда, леса, мусора;

основание гидротехнического сооружения – естественный или искусственно сформированный грунтовый массив под подошвой сооружения, вмещающий его фундамент, противифльтрационные элементы и дренажные устройства;

основные гидротехнические сооружения – постоянные сооружения, повреждение или разрушение которых приводит к нарушению или прекращению нормальной работы электростанций;

оценка безопасности гидротехнических сооружений – определение соответствия состояния гидротехнических сооружений и квалификации работников эксплуатирующей организации нормам и правилам, утвержденным национальным законодательством;

оценка соответствия – деятельность, связанная с прямым или косвенным определением соблюдения требований, предъявляемых к объекту;

перемычка – временное водоподпорное сооружение, ограждающее строительный котлован от примыкающего водотока или водоема;

плотина – водоподпорное сооружение, перегораживающее водоток и (иногда) долину водотока для подъема уровня воды;

постоянные гидротехнические сооружения – сооружения, предназначенные для использования по основному назначению на весь расчетный срок их

эксплуатации;

приливная электростанция – гидроэлектрическая станция, использующая энергию морских приливов;

регулирующее сооружение – сооружение, предназначенное для регулирования течения воды и руслового процесса в реках;

расчетная обеспеченность (вероятность превышения) – обеспеченность гидрологической характеристики, принимаемая нормативным путем для установления значений параметров гидрологического режима проектируемого гидротехнического сооружения;

расчетный расход воды – расход воды заданной расчетной обеспеченности, принимаемый в качестве исходного значения для определения параметров гидротехнических сооружений;

рыбозащитное сооружение – гидротехническое сооружение или устройство, предназначенное для предотвращения попадания в водозабор и гибели молоди рыб, сохранения ее здоровья и жизнеспособности, отведения в безопасное место рыбохозяйственного водоемисточника;

рыбопропускное сооружение – гидротехническое сооружение для пропуска (перевода) рыб из нижнего бьефа в верхний;

селезащитное сооружение – гидротехническое сооружение для предотвращения образования селевых потоков или для борьбы с их вредным воздействием;

собственник гидротехнического сооружения – государство, административный округ, область или иная управляемая территория, определенная административным делением государства, юридическое лицо, независимо от его организационно-правовой формы, физическое лицо, имеющее права владения, пользования и распоряжения гидротехническим сооружением;

тепловая электрическая станция – электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую или электрическую и тепловую энергию;

техническое обследование - комплекс работ, направленных на своевременное выявление аварийно опасных дефектов и повреждений оборудования, сооружений, зданий, устройств и принятие технических решений по восстановлению их надежной и безопасной эксплуатации;

техническое освидетельствование – комплекс работ по проверке соответствия параметров объектов требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации и определения возможности их дальнейшей безопасной эксплуатации;

техническое состояние объекта - совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризуемая в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект;

туннель гидротехнический – водовод замкнутого поперечного сечения, устроенный в горных породах без вскрытия вышележащего массива;

урavnительный резервуар – резервуар со свободной поверхностью воды, устраиваемый на тракте напорной деривации гидроэлектростанции для снижения гидравлического удара и улучшения условий регулирования турбин;

чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии гидротехнического сооружения, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или ущерб окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей;

эксплуатация - один из процессов, в котором реализуется, поддерживается и восстанавливается качество объекта. Эксплуатация включает в себя в общем случае использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт зданий, сооружений, установок и оборудования объекта;

эксплуатирующая организация – государственное предприятие либо организация любой другой организационно-правовой формы, на балансе которой находится гидротехническое сооружение;

1.4. Перечень сокращений

ГАЭС - гидроаккумулирующая электростанция;

ГТС – гидротехническое сооружение;

ПЭС - приливная электростанция.

II. Общие требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций

2.1. Общие положения

2.1.1. Безопасность ГТС должна основываться на реализации следующих общих требований:

- 1) непревышение допустимого уровня риска аварии;
- 2) осуществление государственного надзора за безопасностью сооружения;
- 3) осуществление непрерывности эксплуатации сооружения;
- 4) периодическое представление деклараций безопасности сооружения;

5) осуществление мер по обеспечению безопасности сооружения, в том числе установление критериев его безопасности, оснащение средствами постоянного контроля технического состояния, осуществление постоянного контроля технического состояния, обеспечение необходимой квалификации эксплуатационного персонала;

б) проведение комплексных мероприятий по минимизации риска возникновения чрезвычайной ситуации на сооружении.

2.1.2. Настоящий технический регламент устанавливает минимально необходимые требования к ГТС, обеспечивающие безопасность в условиях эксплуатации и при опасных природных процессах и явлениях.

2.1.3. ГТС должны обладать прочностью, устойчивостью, водонепроницаемостью и водопрпускной способностью в течение всего срока службы сооружений и их оснований в условиях расчетных нагрузок и воздействий при допустимом риске причинения вреда жизни, здоровью людей, окружающей среде, имуществу физических и юридических лиц.

2.1.4. ГТС должны обладать безопасностью и доступностью для эксплуатационного персонала без возникновения угрозы наступления несчастных случаев и нанесения травм, а также без вредного воздействия на человека в результате механических, биологических, химических, и иных воздействий.

2.1.5. ГТС должны быть спроектированы и построены таким образом, чтобы в процессе их эксплуатации:

1) обеспечивалось эффективное и рациональное использование водных и энергетических ресурсов;

2) исключалась возможность возникновения пожара, обеспечивалось предотвращение или ограничение воздействия опасных факторов пожара на людей и имущество, обеспечивались защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на сооружение в соответствии с национальным законодательством о пожарной безопасности.

2.1.6. ГТС должны быть спроектированы таким образом, чтобы в процессе их строительства и эксплуатации не возникало угрозы оказания негативного воздействия на окружающую среду в соответствии с требованиями национального природоохранного законодательства и нормативными документами, устанавливающими требования к охране природной среды при инженерной деятельности.

2.1.7. Строительство ГТС должно осуществляться с применением строительных материалов и изделий, обеспечивающих соответствие гидротехнического сооружения требованиям настоящего технического регламента и проектной документации.

Строительные материалы и изделия должны соответствовать требованиям, установленным национальным законодательством о техническом регулировании.

При осуществлении строительства ГТС необходимо осуществлять контроль за соответствием применяемых строительных материалов и изделий, в том числе строительных материалов, производимых на территории, на которой осуществляется строительство, требованиям проектной документации в течение всего процесса строительства.

2.2. Требования к назначению класса и категории ответственности гидротехнических сооружений

2.2.1. ГТС в зависимости от их высоты и типа грунтов основания, социально-экономической ответственности и последствий возможных гидродинамических аварий подразделяют на четыре класса, из которых наиболее ответственным (высоким) является I класс.

Назначать класс ГТС следует в соответствии с Приложением 1.

2.2.2. Класс основных ГТС должен приниматься равным наиболее высокому значению, из числа определенных в соответствии с таблицами 1-4 Приложения 1.

Класс второстепенных ГТС надлежит принимать на единицу ниже класса основных сооружений данного гидроузла, но не выше III класса.

Временные ГТС должны относиться к IV классу. В случае, если разрушение этих сооружений может вызвать последствия катастрофического характера или значительную задержку возведения основных сооружений I и II классов, они должны быть отнесены к III классу.

Класс водоподпорных ГТС электростанций должен назначаться с учетом их функции защитных сооружений для территории и объектов, расположенных в нижнем бьефе.

2.2.3. Класс основных ГТС комплексного гидроузла, обеспечивающего одновременно потребности нескольких участников водохозяйственного комплекса, должен устанавливаться по сооружению, отнесенному к более высокому классу.

При совмещении в одном сооружении двух или нескольких функций различного назначения класс должен устанавливаться в соответствии с функцией, для осуществления которой требуется сооружение более высокого класса.

Класс основных сооружений, входящих в состав напорного фронта, должен устанавливаться по сооружению, отнесенному к более высокому классу.

2.2.4. Класс основных ГТС гидравлической или тепловой электростанции установленной мощностью менее 1000 МВт должен повышаться на единицу в случае, если эти электростанции изолированы от энергетических систем и обслуживают крупные населенные пункты, промышленные предприятия, транспорт и других потребителей или если эти электростанции обеспечивают теплом, горячей водой и паром крупные населенные пункты и промышленные предприятия.

2.2.5. При пересечении или сопряжении ГТС, которые могут быть отнесены к разным классам, для всех сооружений класс должен устанавливаться по сооружению, отнесённому к более высокому классу.

2.2.6. Класс участка канала от головного водозабора до первого регулирующего водохранилища, а также участков канала между регулирующими водохранилищами допускается понижать на единицу, если водоподача основному водопотребителю в период ликвидации последствий аварии на канале может быть обеспечена за счет регулирующей ёмкости водохранилищ или других источников.

2.2.7. Берегоукрепительные сооружения, авария которых может привести к последствиям катастрофического характера, следует относить ко II классу. В остальных случаях класс берегоукрепительных сооружений следует относить к III классу.

2.2.8. Категорию ответственности ГТС, учитывающую класс сооружения, а также характеристики вероятного вреда, который может быть причинен при аварии ГТС, следует определять в соответствии с требованиями Приложения 2.

2.2.9. Класс и категория ответственности должны быть определены для каждого декларируемого ГТС, в том числе входящего в состав декларируемого комплекса ГТС.

2.3. Требования к критериям безопасности гидротехнических сооружений

2.3.1 Для ГТС, авария которых может привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, должны быть установлены критерии безопасности – предельно допустимые значения количественных параметров и качественных характеристик технического состояния, используемые для диагностики ГТС, соответствующие допустимому риску аварий (уровню безопасности), установленных настоящим техническим регламентом.

Критерии безопасности разрабатываются и устанавливаются на стадии проектирования для каждого ГТС первой, второй и третьей категорий ответственности

2.3.2. Критерии безопасности ГТС подлежат уточнению на стадиях строительства, при вводе объекта в эксплуатацию, при эксплуатации и реконструкции, а также в связи с изменениями условий эксплуатации и (или) требований норм и правил в области безопасности ГТС.

2.3.3. Критерии безопасности ГТС следует устанавливать по основным диагностическим показателям безопасности сооружений, к которым относятся показатели прочности, устойчивости, фильтрационной (суффозионной) прочности, фильтрационного расхода, водопропускной способности (для русловых ГТС), превышения гребня сооружения над уровнем воды в водохранилище (водоприемнике, накопителе) с учетом волновых воздействий.

2.3.4. Критерии безопасности ГТС устанавливает проектная организация на стадии завершения проекта и эксплуатирующая организация в процессе эксплуатации по согласованию с национальным органом надзора.

2.3.5. Оценка технического состояния и уровня безопасности ГТС осуществляется сравнением измеренных или вычисленных по результатам измерений значений диагностических показателей безопасности сооружения с установленными для него критическими значениями. При этом учитывается соответствие эксплуатации сооружения требованиям настоящего технического регламента, другим действующим нормам и правилам.

2.4. Требования к декларированию безопасности гидротехнических сооружений

2.4.1. Соответствие ГТС требованиям безопасности и настоящего технического регламента, должно периодически подтверждаться декларацией безопасности ГТС. Декларирование безопасности является основной формой проверки технического состояния и безопасности ГТС.

Декларация безопасности является основным документом, обосновывающим безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим техническим нормам и правилам, определяющим характер и масштаб возможных аварийных ситуаций и включающим перечень инженерных мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС.

2.4.2. Декларирование безопасности ГТС, аварии которых могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, является обязательным при их

проектировании, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, восстановления или консервации.

Декларированию безопасности подлежат ГТС первой, второй и третьей категорий ответственности.

2.4.3. Декларация безопасности эксплуатируемых ГТС, в том числе при их вводе в эксплуатацию, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, восстановления или консервации составляется собственником или эксплуатирующей организацией (если эксплуатируемые сооружения находятся в государственной собственности), а проектируемых ГТС - юридическим или физическим лицом, выполняющим функции заказчика. Собственник, эксплуатирующая организация, заказчик проектирования и строительства объекта (декларанты) вправе привлечь для составления (разработки) декларации специализированные проектные или научные организации.

2.4.4. При составлении декларации безопасности должны учитываться следующие основные требования:

- 1) полнота и достоверность данных о ГТС и его безопасности;
- 2) всестороннее и полное выявление степени опасности и разработка сценариев возможных аварий, в том числе возможных дополнительных сценариев, не предусмотренных проектной документацией (запроектных сценариев аварий);
- 3) обоснованность применяемых методов анализа технического состояния и уровня безопасности ГТС, достаточность выполненных оценок уровня безопасности (риска аварии) сооружения с учетом его уровня ответственности;
- 4) полнота учета всех факторов, влияющих на результаты оценки безопасности;
- 5) эффективность и достаточность реализованных и планируемых мер по обеспечению безопасности;
- 6) соответствие содержания декларации безопасности законодательным и другим нормативным правовым актам, действующим документам технического регулирования.

2.4.5. Составлению декларации безопасности ГТС при их вводе в эксплуатацию после завершения строительства, реконструкции или капитального ремонта, а также эксплуатируемых и строящихся ГТС должно предшествовать комиссионное обследование (преддекларационное обследование) ГТС, которое организуется их собственником или эксплуатирующей организацией с обязательным участием представителей органа надзора.

2.4.6. Декларация безопасности должна содержать:

- 1) общую информацию, включающую:
 - основные сведения о собственнике и эксплуатирующей организации;
 - данные о ГТС и природных условиях района их расположения;
 - меры по обеспечению безопасности, предусмотренные проектом, правилами эксплуатации, предписаниями органа надзора, предшествующей декларацией безопасности, и оценку их выполнения;

- сведения о финансовом обеспечении гражданской ответственности за вред, который может быть причинен в результате аварии ГТС, определяемый в соответствии с национальным законодательством;

2) анализ и оценку безопасности ГТС, включая:

- определение возможных источников опасности,
- разработку сценариев возможных аварий,
- оценку уровня безопасности (риска аварии);

3) сведения об обеспечении готовности эксплуатирующей организации к локализации и ликвидации опасных повреждений и аварийных ситуаций;

4) порядок информирования населения, органа надзора, государственных органов исполнительной власти и территориальных органов по чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий о возможных и возникших на ГТС аварийных ситуациях;

5) заключение, включающее:

- оценку уровня безопасности отдельных ГТС и комплекса ГТС объекта,
- перечень необходимых мероприятий по обеспечению безопасности;

6) другие данные о безопасности ГТС (по усмотрению собственника или эксплуатирующей организации).

Декларация безопасности подписывается руководителем организации, представляющей декларацию (декларантом).

2.4.7. К декларации безопасности ГТС прилагаются:

1) сведения о ГТС, необходимые для формирования и ведения национального регистра ГТС, предусмотренные национальным законодательством о безопасности ГТС;

2) акт преддекларационного обследования ГТС, составленный участниками обследования по форме, утверждаемой органом исполнительной власти, осуществляющим функции органа государственного надзора за безопасностью гидротехнических сооружений (орган надзора);

3) заключение национального органа по чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий или его территориального структурного подразделения о готовности эксплуатирующей организации к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций, защите населения и территорий в случае аварии ГТС.

2.4.8. Декларация безопасности представляется декларантом для утверждения в орган надзора.

2.4.9. Декларация безопасности эксплуатируемых ГТС представляется декларантом в орган надзора не реже одного раза в 5 лет с даты ввода ГТС в постоянную эксплуатацию.

2.4.10. Декларация безопасности проектируемых ГТС включается в состав проектной документации на строительство ГТС, подлежащей государственной экспертизе в соответствии с национальным законодательством о градостроительной

деятельности и представляется в орган надзора на утверждение не позднее, чем за 4 месяца до представления проектной документации на государственную экспертизу.

2.4.11. Декларация безопасности строящихся ГТС представляется в орган надзора в срок не позднее, чем за 4 месяца до начала эксплуатации ГТС.

2.4.12. Одновременно с декларацией безопасности представляются критерии безопасности ГТС с пояснительной запиской и расчет размера вероятного вреда, который может быть причинен в случае аварии декларируемых ГТС.

2.4.13. Орган надзора во взаимодействии с национальным органом исполнительной власти по чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий устанавливает:

1) дополнительные требования к содержанию деклараций безопасности, ее форме и методике составления, учитывающие особенности декларирования безопасности ГТС в зависимости от их назначения;

2) перечень объектов, имеющих потенциально опасные ГТС, подлежащие декларированию;

3) график представления деклараций безопасности ГТС;

4) порядок и методику расчета размера вероятного вреда, причиняемого в случае аварии ГТС.

2.4.14. Орган надзора организует проведение государственной экспертизы декларации безопасности:

1) устанавливает общие требования к осуществлению государственной экспертизы декларации безопасности ГТС, включая структуру экспертного заключения, правила аккредитации экспертных центров, порядок формирования экспертных комиссий, порядок рассмотрения и условия утверждения (отказа от утверждения) деклараций безопасности и экспертных заключений; основным условием утверждения экспертных заключений является соответствие декларации требованиям настоящего технического регламента и дополнительным требованиям в зависимости от назначения и класса сооружений; декларация безопасности утверждается органом государственного надзора при условии положительного заключения экспертизы, содержащего рекомендацию об утверждении декларации;

2) организует аккредитацию экспертных центров, привлекаемых к экспертизе деклараций безопасности;

3) ведет электронную базу документов декларирования безопасности поднадзорных ГТС.

2.4.15. Орган надзора рассматривает декларацию безопасности и заключение экспертного центра и выносит решение об их утверждении или отказе в утверждении в месячный срок со дня поступления этих документов в орган надзора. При утверждении декларации безопасности орган надзора устанавливает с учётом уровня безопасности ГТС срок ее действия, который не может превышать 5 лет и не может быть менее 3 лет.

2.4.16. При снижении уровня безопасности ГТС, а также невыполнении мероприятий по обеспечению их безопасности орган надзора вправе приостановить срок действия декларации безопасности и аннулировать разрешение на эксплуатацию

этих ГТС, а при полном выполнении указанных мероприятий – продлить срок действия декларации на срок, не превышающий 5 лет со дня ее утверждения.

2.4.17. Декларация безопасности, утвержденная органом надзора, является основанием для внесения гидротехнического сооружения в национальный Регистр ГТС и выдачи органом надзора разрешений на эксплуатацию, вывод из эксплуатации, восстановление или консервацию ГТС. Указанные разрешения выдаются органом надзора на срок действия декларации безопасности.

2.4.18. Орган надзора устанавливает и контролирует сроки представления деклараций безопасности на утверждение.

2.5. Требования к сейсмостойкости гидротехнических сооружений

2.5.1. Сейсмические воздействия должны учитываться в тех случаях, когда расчетная сейсмичность площадки сооружения составляет 7 баллов и более.

2.5.2. При проектировании, строительстве, эксплуатации и реконструкции ГТС в сейсмических районах необходимо:

- проведение на стадии проектирования комплекса исследований, целью которых является установление исходной и расчетной сейсмичности площадки строительства, определение расчетных сейсмических воздействий, получение набора расчетных акселерограмм;

- выполнение расчетов и испытаний по оценке прочности и устойчивости сооружений и их элементов с учетом динамического взаимодействия сооружений с водой, грунтом и наносами (в случае их наличия);

- применение конструктивных решений и материалов, повышающих сейсмостойкость сооружений;

- включение в проекты ГТС I и II классов раздела о проведении в процессе эксплуатации сооружения слежения за опасными геодинамическими явлениями, в том числе – землетрясениями;

- обследование состояния ГТС и их оснований после каждого перенесенного землетрясения силой 5 баллов и более.

2.5.3. ГТС в сейсмических районах должны проектироваться на два уровня интенсивности воздействий:

- проектное землетрясение – землетрясение максимальной интенсивности со средней повторяемостью, близкой к сроку службы сооружения;

- максимальное расчетное землетрясение – землетрясение максимальной интенсивности с годовой вероятностью, близкой к допускаемому значению уровня риска аварии на напорных сооружениях данного класса.

ГТС должны воспринимать проектное землетрясение без угрозы для жизни и здоровья людей и с сохранением ремонтпригодности. Остаточные смещения, деформации, трещины и иные повреждения не должны нарушать нормальную эксплуатацию объекта.

ГТС напорного фронта I и II классов должны воспринимать максимальное расчетное землетрясение без угрозы собственного разрушения или прорыва напорного фронта. При этом возможны любые повреждения сооружения и основания, в том числе нарушающие нормальную эксплуатацию объекта.

2.5.4. Обоснование сейсмостойкости ГТС напорного фронта I и II классов должно производиться на воздействия, задаваемые расчетной акселерограммой землетрясения.

2.5.5. В строительный и в ремонтный периоды при опорожненном водохранилище проверка сейсмостойкости водоподпорных сооружений или их отдельных частей должна производиться при расчетной сейсмичности площадки, пониженной на 1 балл.

2.5.6. При обосновании сейсмостойкости сооружения, глубина воды у которого 10 и более метров, должно учитываться динамическое взаимодействие сооружения с водными массами верхнего и нижнего бьефов.

2.5.7. При необходимости размещения сооружений на участке тектонического разлома основные сооружения гидроузла (плотины, здания гидроэлектростанции, водосбросы) должны размещаться на едином структурно-тектоническом блоке, в пределах которого исключена возможность взаимных подвижек частей сооружения.

При невозможности исключения взаимных подвижек частей сооружения в проекте должны быть разработаны конструктивные мероприятия, позволяющие воспринять дифференцированные подвижки без ущерба для безопасности сооружения.

2.6. Требования к строительным материалам

2.6.1. Используемые при строительстве ГТС электростанций материалы должны обеспечивать прочность, устойчивость и долговечность ГТС и их оснований в условиях расчетных нагрузок и воздействий, в том числе природных и техногенных воздействий на них во время строительства.

2.6.2. При проектировании бетонных и железобетонных конструкций ГТС в зависимости от вида и условий работы должны устанавливаться следующие показатели качества бетона:

а) классы бетона по прочности на сжатие должны соответствовать значению гарантированной прочности бетона с обеспеченностью:

- 0,95 для всех ГТС, кроме массивных;
- 0,90 в наружных зонах массивных сооружений;
- 0,85 во внутренней зоне массивных ГТС;

б) классы бетона по прочности на осевое растяжение следует устанавливать в случаях, когда она определяет безопасность ГТС и контролируется на производстве;

в) классы бетона по морозостойкости должны устанавливаться применительно к наружному надводному бетону, в том числе к бетону зоны переменного уровня воды;

г) классы бетона по водонепроницаемости должны устанавливаться для бетонов конструкций, к которым предъявляются требования ограничения проницаемости, повышенной плотности или коррозионной стойкости.

2.6.3. В проектах также должны устанавливаться требования: по прочности на сдвиг горизонтальных строительных швов, предельной растяжимости, сопротивляемости истиранию потоком с донными и взвешенными наносами, стойкости против кавитации, тепловыделению при твердении бетона, отсутствию вредного взаимодействия щелочей цемента с заполнителями.

2.6.4. Требования к бетону конструкций ГТС по прочности на сжатие и растяжение, морозостойкости, водонепроницаемости должны устанавливаться дифференцированно по зонам сооружения; при этом требования к техническим характеристикам бетона должны соответствовать фактическим условиям работы бетона различных зон и частей сооружений в период строительства и эксплуатации.

2.6.5. Срок твердения (возраст) бетона, отвечающий его классам по прочности на сжатие, на осевое растяжение и марке по водонепроницаемости, должен быть равен 180 суткам. Срок твердения (возраст) бетона, отвечающий его проектной марке по морозостойкости, должен быть равен 28 суткам.

2.6.6. Для армирования железобетонных конструкций ГТС должен применяться арматурный прокат следующих классов:

- горячекатаный без последующей обработки;
- термомеханический упрочненный в прокатке;
- механически упрочненный в холодном состоянии.

Для закладных деталей и соединительных накладок должна применяться прокатная углеродистая сталь. Применение стержневой и проволочной арматуры других классов в железобетонных конструкциях гидротехнических сооружений должно быть специально обосновано.

2.6.7. Расчетные сопротивления арматуры должны определяться с учетом коэффициента условий работы арматуры, значения, которого устанавливаются в проекте в зависимости от типа конструкции (железобетонная или сталежелезобетонная), диаметра и класса стержневой арматуры, типа сварного соединения.

2.6.8. При возведении земляных насыпных плотин не допускается использование грунтов:

- содержащих водорастворимые включения хлоридных солей более 5% по массе, сульфатных или сульфатно-хлоридных более 10% по массе;
- содержащих не полностью разложившиеся органические вещества (например, остатки растений) более 5% по массе или полностью разложившиеся органические вещества, находящиеся в аморфном состоянии, более 8% по массе;
- сильнольдистых (льдистость для скальных и полускальных пород $> 5\%$, для дисперсных 40-60%) и льдистых (соответственно 1-5% и 20-40%).

2.6.9. Для создания грунтовых противифльтрационных устройств в теле и основании плотины (экранов, ядер, понуров, зубьев) должны применяться слабоводопроницаемые грунты. При этом должно учитываться следующее:

- для образования противofiltrационных устройств должны использоваться глинистые грунты с коэффициентом фильтрации менее 0,1 м/сут и при числе пластичности равном или большем 0,05 (при наличии обоснования – равном или большем 0,03);

- искусственная грунтовая смесь, содержащая глинистые, песчаные, дресвяные и крупнообломочные грунты должна применяться при обосновании её состава результатами исследований и проверки в производственных условиях на опытных отсыпках;

- применение торфа в качестве материала для экранов и понуров плотин в северной строительной-климатической зоне должно осуществляться при соответствующем обосновании;

- максимальная засоленность грунтов, предназначенных к укладке в ядра и противofiltrационные призмы мерзлых плотин, должна устанавливаться по результатам теплотехнических расчетов.

2.6.10. Для намыва однородных земляных плотин и плотин с центральной или верховой противofiltrационной призмой должны использоваться песчаные грунты (мелкозернистые, средней крупности и крупные), обеспечивающие фильтрационную прочность грунтов плотины.

2.6.11. Для намыва неоднородных плотин должны использоваться грунты разной зернистости. Содержание в ядре глинистых частиц размером 0,005 мм должно быть не более 20% по условиям консолидации грунта; более высокое содержание глинистых частиц должно специально обосновываться в проектной документации.

2.6.12. Состав каменного материала для возведения каменно-земляных и каменно-набросных плотин должен обеспечивать проектную плотность укладки, учитывать сегрегацию при отсыпке высокими ярусами и местоположение грунтов в теле плотины.

2.6.13. Для плотин I и II классов проведение научных исследований по обоснованию прочности, водонепроницаемости, устойчивости, водопрпускной способности, свойств строительных материалов является строго обязательным.

2.6.14. Для переходных слоев и обратных фильтров каменно-земляных плотин должны использоваться карьерные разнотернистые грунты. Применение для этих целей обогащенных грунтов, полученных сортировкой, промывкой, добавлением или смешиванием различных фракций, должны допускаться только при соответствующем обосновании.

2.7. Требования к охране окружающей среды

2.7.1. При проектировании ГТС необходимо предусмотреть технические решения, которые должны обеспечить оптимизацию экологического взаимодействия сооружений с природным комплексом и предотвратить недопустимые последствия этого взаимодействия, а также установить способы мониторинга окружающей среды и определить возможные дополнительные мероприятия по сохранению и улучшению экологической обстановки в процессе эксплуатации сооружений.

2.7.2. При проектировании ГТС необходимо учитывать изменения природных условий, которые могут привести к развитию и активизации негативных физико-геологических и геодинамических процессов в их основаниях, среди которых:

- повышение активности ближайших сейсмогенерирующих разломов;
- подтопление и затопление территорий;
- переработка берегов и заиление водохранилищ;
- химическая суффозия растворимых пород карбонатного и галогенного карста, вымыв из грунтов основания и накопление в них потенциально вредных химических и радиоактивных веществ; отжатие из глубинных подземных вод сильноминерализованных, термических и радиоактивных вод;
- механическая суффозия песчаных грунтов, суффозионного карста;
- возникновение и активизация оползневых явлений;
- всплытие и растворение торфов, их влияние на химический состав воды в водохранилище, на изменение свойств пород оснований, на гидрохимический режим грунтовых вод;
- просадочные деформации оснований, сложенных лессовыми грунтами;
- тепловые осадки при оттаивании мерзлых пород в основаниях сооружений напорного фронта и ложа водохранилища.

2.7.3. При обосновании природоохранных мероприятий класс сооружений инженерной и противоаварийной защиты должен быть принят равным классу защищаемых ГТС.

2.7.4. При проектировании ГТС следует руководствоваться требованиями к охране окружающей среды и природоохранным мероприятиям.

III. Требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций при их проектировании

3.1. Общие требования

3.1.1. При проектировании ГТС должно предусматриваться и обеспечиваться:

безопасность, удовлетворение требований по прочности, устойчивости, водонепроницаемости и водопропускной способности в течение всего срока службы ГТС и их оснований в условиях расчетных нагрузок и воздействий при допустимом риске причинения вреда жизни, здоровью людей, имуществу физических и юридических лиц, окружающей среде;

превышения гребня водоподпорных сооружений над расчетным уровнем воды с учетом волновых воздействий (ветрового нагона, наката волн и гравитационной волны при землетрясении).

Для ГТС, возводимого в сейсмическом районе, отметка гребня должна назначаться с учетом высоты гравитационной волны, возникающей в водохранилище в случае образования в нем сейсмических деформаций при землетрясении.

3.1.2. Критерии безопасности по основным показателям (прочность, устойчивость, водопропускная способность, превышение гребня сооружения над

уровнем воды) должны быть установлены для каждого ГТС, повреждение которого может привести к возникновению чрезвычайной ситуации.

Критерии безопасности ГТС должны быть установлены на стадии проектирования. На стадиях строительства, эксплуатации, и (или) реконструкции ГТС, а также изменений условий его эксплуатации, изменений требований норм и правил безопасности ГТС критерии подлежат уточнению.

3.1.3. При проектировании ГТС, в том числе в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, должны предусматриваться возможные изменения физико-механических, теплофизических и фильтрационных свойств пород оснований и материалов сооружений, а также физико-геологических, геодинамических, гидрометеорологических и других природных процессов.

3.1.4. В проектной документации ГТС в селеопасных районах должно предусматриваться строительство селезащитных сооружений с обеспечением водоотвода.

3.1.5. В составе проекта ГТС I – III классов должен быть разработан раздел, содержащий требования к контрольно-измерительной аппаратуре (далее – КИА), её установке и мониторингу технического состояния ГТС и их оснований, как в процессе строительства, так и при эксплуатации. Для ГТС IV класса целесообразность установки КИА должна быть специально обоснована.

Для сооружений всех классов и их оснований в проекте должны предусматриваться визуальные наблюдения.

3.1.6. В проектах водосбросных, водоспускных и водовыпускных ГТС должна быть предусмотрена возможность аварийного их открытия при возникновении реальной угрозы неконтролируемого перелива воды через сооружения напорного фронта и при отказах в работе штатных механизмов.

3.1.7. В составе проекта ГТС должны быть разработаны конструктивно-технологические решения по предотвращению развития опасных повреждений и аварийных ситуаций, возникновение которых возможно в периоды строительства и эксплуатации.

При разработке проектов ГТС электростанций должна производиться оценка возможных последствий разрушения напорного фронта: параметров волны прорыва и зоны затопления в нижнем бьефе, оползания береговых склонов и откосов сооружений в верхнем бьефе.

3.1.8. В проектах подпорных ГТС должны производиться оценка воздействия на окружающую среду и предусматриваться мероприятия, обеспечивающие:

- сохранение и воспроизводство рыбных запасов в связи со строительством водоподпорного сооружения;
- предупреждение загрязнения объектов природной среды (грунтов, воды, воздуха) и ликвидацию возможных источников загрязнения;
- снижение отрицательных воздействий на качество воды и водные биологические ресурсы затопленной древесной растительности, торфяных островов и пр.;
- извлечение и утилизацию плавающей древесной массы и мусора;

- локализацию возможных очагов загрязнения и снижение концентрации вредных примесей.

Должно предусматриваться обеспечение нормативного качества воды водохранилищ:

- по гидрохимическим показателям (содержанию химических элементов и соединений, показателю pH);

- по гидробиологическим показателям (цветности, биологическому потреблению кислорода);

- по санитарным показателям.

При повышении предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ необходима организация дополнительных мероприятий по локализации возможных очагов загрязнений и снижению концентрации вредных примесей.

3.1.9. Решение о строительстве сооружений должно приниматься на основе рассмотрения различных (по методам строительства, компоновке сооружений и глубине регулирования стока) вариантов, включая вариант отказа от их возведения.

3.2. Требования по учету нагрузок и воздействий на сооружения

3.2.1. Нагрузки и воздействия на ГТС подразделяются на постоянные, временные (длительные и кратковременные) и особые.

3.2.2. ГТС должны рассчитываться на основные и особые сочетания нагрузок и воздействий. Основные сочетания включают постоянные и временные нагрузки и воздействия, перечень которых приведен в Приложении 3.

В основное сочетание нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации должны включаться временные кратковременные нагрузки годовой вероятностью более 0,01.

Особые сочетания включают постоянные, временные (длительные и кратковременные) и одну (одно) из особых нагрузок и воздействий, перечень которых приведен в Приложении 3.

Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, реальных для рассматриваемого расчетного случая сочетаниях, отдельно для конкретных условий строительного и эксплуатационного периодов.

3.2.3. Состав особых нагрузок, учитываемых в расчетах на особые сочетания, определяется разработчиком проектной документации в зависимости от особенностей конструкции проектируемого сооружения и условий его строительства и эксплуатации.

В сочетания нагрузок и воздействий должны включаться только те из кратковременных нагрузок и воздействий, которые могут действовать одновременно.

3.2.4. Расчетные уровни воды в верхних бьефах водоподпорных сооружений должны определяться на основе принятых водохозяйственными расчетами подпорных уровней: нормального и форсированного.

3.2.5. При проектировании водоподпорных речных гидроузлов нагрузки от давления воды на сооружения и основания и силовое воздействие фильтрующей

воды должны определяться для двух расчетных случаев пропуска расхода воды (основного и поверочного).

Для гидроузлов, через которые пропуск расхода воды основного расчетного случая осуществляется при уровнях верхнего бьефа, равных или превышающих нормальный подпорный уровень, соответствующие им нагрузки и воздействия должны учитываться в составе основного сочетания нагрузок и воздействий.

Нагрузки от давления воды на сооружения и основания и силовое воздействие фильтрующейся воды, соответствующие пропуску расхода воды поверочного расчетного случая, должны определяться при форсированном подпорном уровне воды в верхнем бьефе и учитываться в составе особого сочетания нагрузок и воздействий.

В проектной документации и в декларации безопасности проектируемых ГТС речных гидроузлов должны быть приведены сведения о вероятных повреждениях при пропуске максимального расхода воды основного и поверочного расчетных случаев.

3.2.6. Волновые нагрузки на ГТС должны определяться при расчетных параметрах волнения и учете конструктивных особенностей поверхности, подверженной воздействию волн.

3.2.7. Ледовые нагрузки для каждого вида сооружений и их элементов должны назначаться с учетом компоновки гидроузла, их конструктивных особенностей и гидрометеорологических условий района.

При проверке сооружений на основное сочетание нагрузок должны рассматриваться все виды ледовых нагрузок от ровного и торосистого льда на отдельно стоящие и протяжённые сооружения, а также статическое давление льда от температурного расширения и нагрузки от изменения уровня воды.

При расчётах сооружений на реках и внутренних водоемах на особые сочетания нагрузок должны рассматриваться нагрузки и воздействия, обусловленные ледовыми условиями и соответствующие одной из следующих ситуаций:

- силовое воздействие воды и подъём уровня, обусловленный высокой шероховатостью нижней поверхности льда и малой пропускной способностью подлёдного потока, если уровень воды оказывается выше уровня в период прохождения паводка;

- силовое воздействие воды при подъёме уровня в результате образования заторов и зажоров;

- ледовые нагрузки, возникающие при движении ледяных полей заторных и зажорных масс льда;

- ледовые нагрузки от навалов льда на сооружения;

- ледовые нагрузки от отдельных крупных торосов;

- нагрузки от льда, примерзшего к сооружению, при изменении уровня воды.

Кроме того, в особых сочетаниях нагрузок должны учитываться:

- нагрузки от силового воздействия потока при прорыве ледяного затора;

- нагрузки от ветрового воздействия на оледеневшее сооружение.

3.2.8. Ледовые воздействия и нагрузки на водоподпорные сооружения в период их строительства определяются степенью готовности сооружения к наступлению ледостава и к моменту пропуска льда через суженное русло или водопропускные сооружения – донные водосбросы, гребенку (недостроенные бетонные плотины), туннели и обводные каналы.

3.3. Требования к расчетному обоснованию надежности и безопасности гидротехнических сооружений

3.3.1. Для обоснования безопасности ГТС должны выполняться расчеты гидравлического, фильтрационного и температурного режимов, а также напряженно-деформированного состояния системы "сооружение – основание".

3.3.2. Расчеты прочности (в том числе фильтрационной), устойчивости, деформаций и смещений сооружений и их оснований должны производиться по двум группам предельных состояний:

по первой группе (потеря несущей способности и (или) полная непригодность сооружений, их конструкций и оснований к эксплуатации) - расчеты общей прочности и устойчивости системы "сооружение-основание", общей фильтрационной прочности оснований и грунтовых сооружений, прочности отдельных элементов сооружений, разрушение которых приводит к прекращению эксплуатации сооружений; расчеты перемещений конструкций, от которых зависит прочность или устойчивость сооружений в целом и др.;

по второй группе (непригодность к нормальной эксплуатации) – расчеты местной, в том числе фильтрационной, прочности оснований и сооружений, перемещений и деформаций, образования или раскрытия трещин и строительных швов; прочности отдельных элементов сооружений, не относящиеся к расчетам по предельным состояниям первой группы.

3.3.3. При расчетах ГТС, их конструкций и оснований безопасность принятых конструктивных решений должна обосновываться соблюдением условия недопущения предельных состояний: расчетное значение обобщенного силового воздействия не должно быть больше расчетного значения обобщенной несущей способности. Определение указанных расчетных значений должно производиться с учетом следующих коэффициентов:

- коэффициента надежности по нагрузке, учитывающего возможные отклонения нагрузки от ее расчетного значения;

- коэффициента надежности по материалу и грунту, применяемых для определения расчетных сопротивлений материалов и характеристик грунтов;

- коэффициента условий работы, учитывающего тип сооружения, конструкции или основания, вид материала, приближенность расчетных схем, вид предельного состояния и другие факторы;

- коэффициента сочетания нагрузок, учитывающего вероятность их одновременного воздействия;

- коэффициента надежности по ответственности сооружения, оцениваемый его классом.

3.3.4. Значения коэффициента сочетания нагрузок при расчетах по первой группе предельных состояний должны приниматься равными:

- для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации – 1,00;

- то же, для периода строительства и ремонта – 0,95;

для особого сочетания нагрузок и воздействий:

- при особой нагрузке, в том числе сейсмической на уровне проектного землетрясения (ПЗ), годовой вероятностью 0,01 и менее – 0,95;

- при особой нагрузке, кроме сейсмической, годовой вероятностью 0,001 и менее – 0,90;

- при сейсмической нагрузке уровня максимального расчетного землетрясения (МРЗ) – 0,85.

Примечание: В основное сочетание нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации, как правило, включают временные кратковременные нагрузки годовой вероятностью более 0,01.

Значения коэффициента надежности по ответственности сооружения при расчетах по предельным состояниям первой группы должны приниматься равными:

для сооружений I класса – 1,25;

» » II » – 1,20;

» » III » – 1,15;

» » IV » – 1,10.

При расчете устойчивости естественных склонов значение коэффициента надежности по ответственности следует принимать как для сооружения, которое может прийти в непригодное для эксплуатации состояние в случае разрушения склона.

При расчетах по предельным состояниям второй группы значения коэффициента сочетания нагрузок и коэффициента надежности по ответственности сооружения принимаются равными 1,0.

Значения коэффициентов надежности по нагрузке, по материалу и грунту, по условиям работы устанавливаются нормами (сводами правил) на проектирование отдельных видов гидротехнических сооружений, их конструкций и оснований.

3.3.5. Условие недопущения предельных состояний должно соблюдаться на этапах строительства и эксплуатации вплоть до конца назначенного срока службы ГТС.

Назначенные сроки службы основных ГТС в зависимости от их класса должны быть не менее расчетных сроков службы, которые принимают равными:

- для сооружений I и II классов – 100 лет;

- для сооружений III и IV классов – 50 лет.

3.3.6. При проектировании сооружений и конструкций, должны учитываться нелинейные деформации, влияние трещин и неоднородностей, изменение физико-

механических характеристик строительных материалов и грунтов основания во времени, поэтапности возведения и нагружения сооружений.

3.3.7. Для напорных ГТС расчетные значения вероятностей возникновения аварий в зависимости от класса сооружений не должны превышать следующих значений:

- для I класса – $5 \cdot 10^{-5}$ 1/год,
- для II класса – $5 \cdot 10^{-4}$ 1/год,
- для III класса – $2,5 \cdot 10^{-3}$ 1/год,
- для IV класса – $5 \cdot 10^{-3}$ 1/год.

3.3.8. Основные технические решения, определяющие надежность и безопасность ГТС I и II классов, наряду с расчетами, должны обосновываться научно-исследовательскими, в том числе экспериментальными, работами, результаты которых следует приводить в составе проектной документации.

3.4. Требования к обеспечению безопасности оснований гидротехнических сооружений

3.4.1. При проектировании оснований ГТС должны быть предусмотрены решения, обеспечивающие их надежность и долговечность на всех стадиях строительства и эксплуатации. Для этого при проектировании следует выполнять:

оценку инженерно-геологических условий строительной площадки и прогноз их изменения;

расчет несущей способности основания и устойчивости сооружения;

расчет местной прочности основания;

расчет устойчивости естественных и искусственных склонов и откосов, примыкающих к сооружению;

расчет деформаций системы "сооружение–основание" в результате действия собственного веса сооружения, давления воды, грунта и т.п. и изменения физико-механических (деформационных, прочностных и фильтрационных) свойств грунтов в процессе строительства и эксплуатации сооружения, в том числе с учетом их промерзания и оттаивания;

определение напряжений в основании и на контакте сооружения с основанием и их изменений во времени;

расчет фильтрационной прочности основания, противодействия воды на подошву сооружения и фильтрационного расхода, а также при необходимости – объемных фильтрационных сил и изменения фильтрационного расхода, при изменении напряженного состояния основания;

разработку инженерных мероприятий, обеспечивающих несущую способность оснований и устойчивость сооружения, требуемую долговечность сооружения и его основания, а также при необходимости – уменьшение перемещений, улучшение напряженно-деформированного состояния системы "сооружение–основание", снижение противодействия и фильтрационного расхода;

разработку инженерных мероприятий, направленных на охрану или улучшение окружающей среды.

3.4.2. При проектировании оснований сооружений должны быть установлены нормативные и расчетные характеристики физико-механических свойств всех типов грунтов. Нормативные характеристики принимаются при классификации грунтов, расчетные – при проектировании гидротехнических сооружений.

3.4.3. Расчетные характеристики грунтов должны устанавливаться по их нормативным характеристикам, которые определяются как среднестатистические значения результатов полевых и лабораторных исследований, проводимых в условиях, максимально приближенных к условиям работы грунта в рассматриваемой системе "сооружение – основание".

3.4.4. Противофильтрационные устройства и дренаж в основании водоподпорных ГТС должны обеспечивать устойчивость сооружений за счет снижения противодействия на их подошву, а также уменьшение фильтрационных потерь.

3.4.5. Выбор конструкций систем "сооружение – основание", на прогнозируемые деформации основания сооружений (осадки, горизонтальные перемещения, крены, повороты вокруг горизонтальной оси) должны обеспечивать безопасные условия эксплуатации сооружения в целом или его отдельных частей и требуемую долговечность. Прочность и трещиностойкость конструкции должны быть подтверждены расчетом, учитывающим усилия, которые возникают при взаимодействии сооружения с основанием.

3.4.6. При расчете деформаций должны определяться для грунтов всех категорий конечные (стабилизированные) перемещения, соответствующие завершению процесса деформирования грунтов основания, а для глинистых грунтов, кроме того, - значения нестабилизированных перемещений, соответствующих незавершенному процессу деформирования и перемещений, обусловленных ползучестью грунтов основания.

3.4.7. Крены и горизонтальные перемещения ГТС на нескальных основаниях должны определяться в том случае, когда они ограничены условиями нормальной эксплуатации сооружений.

При определении крена должна учитываться пригрузка основания вне подошвы сооружения.

Для сооружений I класса, возводимых на скальных основаниях, проверка на горизонтальные перемещения является обязательной.

3.4.8. Для обеспечения устойчивости сооружений на нескальных основаниях, обеспечения прочности и допустимых осадок и смещений при проектировании сопряжения сооружения с основанием в необходимых случаях должно предусматриваться устройство верхового и низового зубьев, дренирование малопроницаемых слоев основания, уплотнение и инъекционное укрепление грунтов, и другие мероприятия.

3.4.9. При проектировании сопряжений плотин из грунтовых материалов с основанием должны предусматриваться мероприятия, направленные на обеспечение устойчивости плотин, уменьшение неравномерных деформаций основания и

сооружения, предотвращение суффозии и недопустимого снижения прочности грунта основания при его водонасыщении.

3.4.10. Закрепление и уплотнение грунтов в основании сооружений должно предусматриваться для изменения прочностных и деформационных характеристик грунтов с целью повышения их несущей способности, уменьшения осадок и смещений для обеспечения требуемой проектом водопроницаемости и фильтрационной прочности.

3.4.11. Устройство противofильтрационных завес обязательно во всех случаях, когда основание сложено фильтрующими слабоводоустойчивыми и быстро растворимыми грунтами.

3.4.12. В проекте оснований сооружений должны быть разработаны мероприятия, обеспечивающие предотвращение в процессе строительства снижения принятых в расчетах прочностных, деформационных и фильтрационных характеристик грунтов основания за счет промерзания, выветривания, разуплотнения и разжижения грунтов, а также исключая возможность фильтрации напорных вод через дно котлована или заполнение котлована выше проектного уровня.

3.5. Требования к обеспечению безопасности бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений

3.5.1. Бетонные, железобетонные и сталежелезобетонные конструкции должны проверяться по предельным состояниям первой группы на прочность с проверкой устойчивости положения и формы конструкции, а при многократно повторяющейся нагрузке – на выносливость.

При проектировании сталежелезобетонных конструкций должна обеспечиваться прочность:

металлической облицовки на действие транспортных, монтажных и строительных нагрузок;

железобетонной части элементов водопроводящего тракта при действии нагрузок, возникающих при аварийном разрыве облицовки;

анкеров, обеспечивающих совместную работу листовой арматуры и бетона.

3.5.2. Противодействие воды должно учитываться как при расчёте сечений, совпадающих со швами бетонирования, так и монолитных сечений.

3.5.3. При обосновании прочности элементов бетонных и железобетонных конструкций гидротехнических сооружений допускается при специальном обосновании учитывать дополнительные связи строительного периода, носящие постоянный характер: эстакады, пазовые конструкции, балки подкрановых путей, дополнительная арматура для производства работ.

3.5.4. Обоснование прочности внецентренно сжатых элементов, в которых по условиям эксплуатации допускается образование трещин, должна производиться без учёта сопротивления бетона растянутой зоны сечения.

Обоснование прочности изгибаемых элементов, а также внецентренно сжатых элементов, в которых по условиям эксплуатации не допускается образование трещин, должно производиться с учётом сопротивления бетона растяжению.

3.6. Требования к обеспечению безопасности бетонных и железобетонных (гравитационных, контрфорсных, арочных) плотин

3.6.1. Прочность и устойчивость бетонных и железобетонных плотин должна обеспечиваться прочностью и устойчивостью их отдельных секций или всей плотины в целом, если сооружение не разрезано на секции.

Конструкция плотин должна рассматриваться совместно с упругим основанием и учитывать последовательность возведения сооружения, омоноличивания швов и наполнения водохранилища.

3.6.2. Общая прочность плотин должна проверяться на влияние температурных воздействий строительного и эксплуатационного периодов.

3.6.3. Бетонные поверхности плотин всех классов, подверженные температурным воздействиям наружного воздуха в эксплуатационный период, должны проверяться на образование трещин от температурных воздействий.

Проверке на образование трещин от температурных воздействий должны подвергаться все блоки бетонирования, уложенные на скальное или старое бетонное основание, а также поверхности блоков бетонирования, подверженные температурным воздействиям строительного периода. Проверка трещиностойкости бетонных конструкций должна производиться с использованием механики хрупкого разрушения.

3.6.4. Проверка общей прочности плотин, проектируемых для районов с амплитудой сезонных колебаний температуры наружного воздуха более 17°C, независимо от класса плотины, должна выполняться на полный состав нагрузок и воздействий основных и особых сочетаний. При меньшей амплитуде сезонных колебаний температуры наружного воздуха, а также на начальных стадиях проектирования плотин I – III классов и на всех стадиях проектирования плотин IV класса допускается принимать на сокращенный состав нагрузок и воздействий основных и особых сочетаний, когда температурные воздействия исключаются из рассмотрения, сейсмические воздействия во всех случаях представлены только на уровне проектного землетрясения, а силовое воздействие фильтрующейся воды учитывается только в виде сил противодействия, приложенных на контакте бетон – скала.

3.6.5. Устойчивость гравитационных плотин на сдвиг должна рассматриваться как по контакту сооружения с основанием, так и по другим возможным расчетным поверхностям сдвига, полностью или частично проходящим ниже подошвы плотины и определяемым наличием в основании слабых прослоек, полого падающих трещин, зон размыва, льдистых распученных грунтов, контакта талых и мерзлых грунтов, размещением в нижнем бьефе плотины каких-либо сооружений.

Наряду с проверкой устойчивости на сдвиг, должна рассматриваться устойчивость по схеме предельного поворота с разрушением основания в зоне низовой грани плотины.

3.6.6. При непосредственном примыкании здания гидроэлектростанции к плотине со стороны нижнего бьефа проверку устойчивости плотины должна производиться с учетом их совместной работы на сдвиг. При определении сдвигающего усилия для здания станции должна учитываться конструкция его сопряжения с низовой гранью плотины.

3.6.7. На всех этапах строительства должна быть обеспечена прочность и устойчивость на сдвиг отдельных элементов плотины.

3.6.8. Вдоль верховой грани плотин должно предусматриваться устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выход в продольные галереи.

3.6.9. В основании плотины должно предусматриваться устройство дренажа в виде вертикальных или наклонных скважин или горизонтальных дренажных устройств.

3.6.10. При раздельном возведении быков, устоев и фундаментной плиты плотины на основании из песчаных грунтов реакция основания полностью возведенного сооружения должна учитывать контактные напряжения строительного периода под каждым элементом сооружения и напряжения от нагрузок на сооружение после его омоноличивания.

Проверка контактных напряжений оснований плотин из глинистых грунтов должна учитывать перераспределение напряжений во времени за счет ползучести грунтов и фильтрационной консолидации.

3.6.11. Секции плотин I и II классов на нескальных основаниях должны проверяться на общую прочность как пространственные конструкции совместно с упругим основанием с учетом перераспределения усилий вследствие трещинообразования.

При проверке прочности секций плотин III и IV классов должна рассматриваться их статическая работа раздельно в поперечном (вдоль потока) и в продольном (поперек потока) направлениях.

3.6.12. В случаях, когда проверка общей прочности плотины не учитывает особенности работы отдельных элементов и приложения к ним местных нагрузок, указанные элементы должны проверяться на местную прочность.

Плотина с анкерным понуром должна проектироваться таким образом, чтобы её устойчивость на сдвиг без учета усилий, воспринимаемого понуром, всегда была обеспечена.

3.6.13. Противофильтрационная завеса в основании плотины должна доводиться до водоупора - слабоводопроницаемых или практически водонепроницаемых грунтов. При глубоком залегании водоупора или при его отсутствии глубина завесы определяется расчетом с учетом инженерно-геологических условий, степени проницаемости грунтов, противодействия в основании плотины, наличия дренажа.

3.6.14. Во всех случаях, когда основание плотины сложено фильтрующими слабоводоустойчивыми и быстрорастворимыми грунтами, должны предусматриваться специальные противофильтрационные мероприятия, предотвращающие суффозионные процессы или обеспечивающие снижение их до допустимых пределов.

Противофильтрационные устройства в основании плотины должны сопрягаться с аналогичными устройствами в берегах и в примыкающих к плотине других сооружениях гидроузла.

3.6.15. Напряжения в отдельных сечениях, обусловленные воздействием противодействия, должны приниматься пропорциональными гидростатическому давлению и коэффициенту эффективной площади противодействия в бетоне.

Коэффициенты эффективной площади противодействия для сооружений I и II классов следует определять на основании экспериментальных исследований с учётом противофильтрационных устройств.

При отсутствии данных экспериментальных исследований в сечениях изгибаемых, внецентренно сжатых и внецентренно растянутых элементов допускается принимать следующие значения коэффициента эффективной площади противодействия:

1,0 – в растянутой зоне сечений и в зоне распространения трещин,

0 – в сжатой зоне сечений элементов.

3.6.16. При проектировании контрфорсных плотин должна обеспечиваться общая прочность:

контрфорсов при их работе вдоль и поперек потока;

напорных перекрытий.

При проверке общей прочности контрфорсов в плоскости вдоль потока должна учитываться:

для массивно-контрфорсных плотин – отдельно стоящую секцию;

для плотин с неразрезным напорным перекрытием, монолитно соединенным с контрфорсом – контрфорс с примыкающей к нему частью напорного перекрытия в пределах половины пролета с каждой стороны контрфорса ;

для плотин с разрезным напорным перекрытием – отдельно стоящий контрфорс.

3.6.17. При проверке прочности контрфорсов в направлении поперек потока должны соблюдаться условия:

при основных и особых сочетаниях нагрузок и воздействий, кроме сейсмических, напряжения во всех точках контрфорса не должны быть растягивающими;

при особом сочетании нагрузок и воздействий, включающее сейсмические на уровне проектного землетрясения, глубина зоны действия растягивающих напряжений у боковой грани контрфорса не должна превышать 20% от его толщины.

При проверке контрфорсов на изгиб поперек потока должна учитываться конструкция водосбросных устройств и других элементов, повышающих жесткость сооружения в этом направлении.

3.6.18. Для массивно-контрфорсных плотин должна обеспечиваться устойчивость отдельно стоящих секций; для плотин с арочными и плоскими перекрытиями – отдельно стоящих контрфорсов.

3.6.19. При проектировании контрфорсных плотин должны быть предусмотрены мероприятия по безопасной эксплуатации плотин в зимний период.

3.6.20. При обосновании общей прочности и устойчивости арочных и арочно-гравитационных плотин должен учитываться пространственный характер их работы, возможные раскрытие шва или разуплотнение скальных пород на контакте плотины с основанием со стороны верхнего бьефа, а также раскрытие строительных швов и трещин в теле плотины.

3.6.21. При учете раскрытия строительных швов и трещин в теле арочных и арочно-гравитационных плотин оценка прочности сооружения должна производиться по прочности бетона сжатой зоны.

Оценка прочности должна выполняться с учетом повышения расчетного сопротивления бетона при всестороннем сжатии.

3.6.22. Для арочных и арочно-гравитационных плотин должна выполняться проверка устойчивости береговых скальных упоров с учетом их напряженно-деформированного состояния при совместной работе с плотиной.

Для плотин в створах, ширина которых превышает три высоты плотины, должна выполняться проверка общей устойчивости плотины совместно со скальным основанием. Во всех случаях должна обеспечиваться местная прочность (устойчивость) в основании плотины.

3.6.23. Проверка общей устойчивости арочных и арочно-гравитационных плотин должна производиться исходя из наиболее вероятной кинематической схемы перемещения плотины совместно с основанием в предельном состоянии.

Кинематическая схема потери устойчивости арочной плотины должна быть такой, чтобы в процессе виртуального перемещения плотин не происходило увеличения силы сопротивления сдвигу.

3.7. Требования к обеспечению безопасности грунтовых плотин и дамб

3.7.1. Проектирование земляных насыпных плотин и дамб на не скальных основаниях должно выполняться с учетом прочностных и деформационных характеристик всех разновидностей грунтов, используемых в сооружении, и их изменений во времени.

Проектирование плотин на скальных основаниях должно выполняться с учетом особенностей строения и состояния оснований.

3.7.2. Крутизна откосов плотины и дамб должна назначаться исходя из условия их устойчивости.

3.7.3. При назначении отметки гребня плотины должны учитываться максимально возможные её осадки за счёт уплотнения тела плотины в процессе эксплуатации.

3.7.4. Для предотвращения размывов верхового откоса плотин или дамбы должны предусматриваться крепления: монолитные и сборные железобетонные плиты, крепление в виде слоев крупнообломочного грунта (щебень, гравий, каменная наброска) с устройством обратного фильтра.

3.7.5. Противофильтрационные устройства плотин (дамб) должны выполняться из слабопроницаемых грунтов (глинистых и мелкозернистых песчаных,

глинобетона, а также торфа) или негрунтовых материалов (бетона, железобетона, полимерных, битумных материалов и др.).

При проектировании грунтового противодиффузионного устройства должны предусматриваться мероприятия по предотвращению морозного пучения их верхней части.

3.7.6. Для снижения депрессионной поверхности и для повышения устойчивости низового откоса и повышения устойчивости верхового откоса при быстрой сработке водохранилища должно предусматриваться устройство дренажа тела грунтовой плотины или защитных дамб.

3.7.7. При проектировании грунтовых плотин, содержащих элементы из связных грунтов (ядра, экраны), или возводимых на глинистых водонасыщенных грунтах должна оцениваться прочность основания и учитываться возможность возникновения избыточного порового давления.

При проверке устойчивости верхнего слоя грунта основания в нижнем бьефе за плотиной должен учитываться выпор от действия восходящего фильтрационного потока.

3.7.8. Обратные фильтры должны предусматриваться на контакте дренажа (или пригрузки) и дренируемого тела плотины, ядра, экрана или основания плотины.

Материалы обратного фильтра должны подбираться из условия обеспечения фильтрационной прочности сопрягающихся грунтов в месте контакта в процессе возведения и в период эксплуатации плотин. Зерновой состав материала обратного фильтра должен быть подобран с учетом физических характеристик дренируемого грунта и имеющихся местных фильтровых материалов.

3.7.9. Крутизна откосов намывных сооружений должна устанавливаться с учетом неблагоприятного для устойчивости откосов фильтрационного режима, возникающего в процессе намыва плотины.

При проектировании намывных плотин и дамб должна обеспечиваться их фильтрационная прочность и фильтрационная прочность грунтов их основания.

3.7.10. Устойчивость откосов земляных намывных плотин должна определяться с учетом фильтрации из прудка при проектируемом его положении в период намыва плотины и насыщение водой грунтов откосов (расчетный случай строительного периода).

Устойчивость боковых призм земляных намывных плотин с ядром из глинистого грунта должна обеспечиваться с учетом порового давления в период консолидации ядра (расчетный случай строительного периода).

3.7.11. При проектировании дренажных устройств талых намывных плотин должна учитываться возможность их попеременного замораживания и оттаивания в строительный период.

3.7.12. При проектировании намывных плотин и дамб в сейсмически опасных районах должна учитываться возможность разжижения грунта при динамических воздействиях.

3.7.13. При необходимости для достижения проектной плотности должно предусматриваться дополнительное искусственное уплотнение намывного песка.

Мероприятия по дополнительному уплотнению намытых грунтов должны быть обоснованы полевыми опытными работами.

3.7.14. Для каменно-набросных плотин с диафрагмами из железобетона, асфальтобетона, металла и полимерных материалов должна дополнительно к мероприятиям по обеспечению устойчивости откосов обеспечиваться устойчивость низовой упорной призмы, смещающейся как единое целое.

3.7.15. При проектировании каменно-земляных плотин в северной строительно-климатической зоне должна обеспечиваться невозможность промерзания низовой упорной призмы и обратных фильтров.

3.7.16. При проектировании плотин из грунтовых материалов, возводимых в северной строительно-климатической зоне, напряженно-деформируемого состояния плотины и основания должны устанавливаться с учётом температурных воздействий.

3.7.17. При строительстве плотин в северной строительно-климатической зоне должен осуществляться контроль за температурным состоянием грунтов тела и основания плотины, а также за температурным состоянием грунтов в карьерах, буртах зимнего хранения, при транспортировании и укладке.

3.7.18. В северной строительно-климатической зоне верхняя промерзающая часть плотины должна возводиться из уплотнённых непучинистых или слабопучинистых грунтов.

3.7.19. Намывные талые плотины для северной строительно-климатической зоны должны проектироваться с учетом ежегодных сроков начала и окончания сезона намыва грунта, при которых ко времени принятия расчетного напора тело плотины будет полностью в талом состоянии.

3.7.20. Для обеспечения фильтрационной прочности тела плотины и её противофильтрационных устройств действующие в сооружении средние градиенты напора, определенные расчетом или экспериментальным путем, не должны превышать их критических значений.

Проверка фильтрационной прочности должна выполняться, исходя из наибольшего напора, действующего на плотину.

Критический средний градиент напора должен отвечать реальным условиям эксплуатации сооружения.

3.7.21. Устойчивость грунтовых плотин, дамб и их оснований со стороны верхового и низового откосов должна быть проверена по возможным поверхностям сдвига с нахождением наиболее опасной призмы обрушения, характеризуемой минимальным отношением обобщенных предельных реактивных сил сопротивления к активным сдвигающим силам.

При оценке устойчивости должно учитываться наличие в основании или теле сооружения ослабленных зон, прослоек грунта с более низкими прочностными свойствами.

3.7.22. Напряженно-деформированное и температурное состояния тела плотины из грунтовых материалов и ее основания должно учитываться при оценке устойчивости откосов плотины, фильтрационной прочности на контакте водоупорных

элементов с основанием, проверки трещиностойкости водупорных элементов, прочности негрунтовых противодиффузионных устройств.

3.8. Требования к обеспечению безопасности водопропускных гидротехнических сооружений

3.8.1. Водопропускные сооружения должны обеспечить выполнение следующих функций:

а) водосбросные сооружения:

пропуск максимальных расходов воды во избежание превышения установленных проектом уровней воды в верхнем бьефе;

пропуск плавающих предметов из верхнего бьефа в нижний, если это требование предъявляется по условиям эксплуатации гидроузла;

б) водоспускные сооружения:

полное или частичное опорожнение водохранилища или канала;

промыв наносов;

в) водовыпускные сооружения:

осуществление попусков воды из водохранилища или канала в целях ирригации, судоходства и водоснабжения, а также выпуска циркуляционной воды тепловых электростанций, атомных электростанций и других объектов в водоемы-охладители.

3.8.2. При проектировании и строительстве водопропускных сооружений подпорных речных гидроузлов должна рассматриваться возможность их использования для пропуска строительных расходов.

3.8.3. При проектировании постоянных речных ГТС расчетные максимальные расходы воды надлежит принимать исходя из ежегодной вероятности превышения, устанавливаемой в зависимости от класса сооружений для двух расчетных случаев - основного и поверочного. Значения обеспеченности приведены в Приложении 4.

3.8.4. Расчетный расход воды, подлежащий пропуску в процессе эксплуатации через постоянные водопропускные сооружения, должен определяться с учетом трансформации паводковых расходов создаваемыми для данного гидроузла или действующими водохранилищами и изменения условий формирования стока, вызванного хозяйственной деятельностью в бассейне реки.

3.8.5. Количество и размеры пролетов водосбросных сооружений гидроузла должны назначаться, руководствуясь следующими положениями:

пропуск расходов воды основного расчетного случая на гидроузлах, где все водосбросы оборудованы затворами, осуществляется через водопропускные сооружения гидроузла при уровне верхнего бьефа на отметке нормального подпорного уровня; при количестве водосбросных пролетов более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора и исключать один пролет при расчете пропуска паводка;

пропуск расходов воды основного расчетного случая на гидроузлах, где в качестве водосбросов используются водосливы, не оборудованные затворами, уровни верхнего бьефа устанавливаются выше отметки нормального подпорного уровня ;

пропуск поверочного расчетного расхода должен осуществляться при наивысшем технически и экономически обоснованном форсированном подпорном уровне всеми водопропускными сооружениями гидроузла, включая эксплуатационные водосбросы, турбины гидроэлектростанции, водозаборные сооружения оросительных систем и систем водоснабжения, судоходные шлюзы, рыбопропускные сооружения и резервные водосбросы.

3.8.6. Учет пропускной способности гидроагрегатов в пропуске расчетных паводковых расходов основного и поверочного случаев должен быть обоснован при проектировании каждого конкретного гидроузла в зависимости от количества агрегатов гидроэлектростанции, условий ее работы в энергосистеме, вероятности аварийных ситуаций на гидроэлектростанции, а также фактического напора на гидроэлектростанции.

Для совмещенных гидроэлектростанций должно быть учтено влияние на действующий напор гидротурбины работающего одновременно в том же блоке водосброса (водослива).

3.8.7. При пропуске поверочного расчетного расхода, учитывая кратковременность прохождения пика паводка, допускаются:

уменьшение выработки электроэнергии гидроэлектростанций;

нарушение нормальной работы водозаборных сооружений, не приводящее к созданию аварийных ситуаций на объектах-потребителях воды;

повреждение резервных водосбросов, не снижающее надежности основных сооружений;

пропуск воды через водоводы замкнутого поперечного сечения при переменных режимах, не приводящий к разрушению водоводов;

размыв русла и береговых склонов в нижнем бьефе гидроузла, не угрожающий разрушением основных сооружений, селитебных территорий и территорий предприятий, при условии, что последствия размыва могут быть устранены после пропуска паводка.

3.8.8. На реках с каскадным расположением гидроузлов расчетные максимальные расходы воды для проектируемого гидроузла должны назначаться с учетом его класса, но не ниже значений, равных сумме расходов пропускной способности вышерасположенного гидроузла и расчетных максимальных расходов боковой приточности на участке между гидроузлами, определяемых для основного и поверочного случаев в соответствии с классом создаваемого гидроузла.

В случае, когда класс основных ГТС существующего гидроузла ниже класса создаваемого вышерасположенного гидроузла или другого строящегося водохозяйственного объекта, эксплуатация которого должна быть увязана с существующим гидроузлом, пропускная способность существующего гидроузла должна быть приведена в соответствие с классом создаваемых сооружений и их расчетными сбросными расходами воды.

Независимо от класса сооружений гидроузлов, расположенных в каскаде, пропуск расхода воды основного расчетного случая не должен приводить к нарушению нормальной эксплуатации основных ГТС нижерасположенных гидроузлов.

Принципы назначения расчетных расходов воды при каскадном расположении гидроузлов приведены в Приложении 5.

3.8.9. Для постоянных ГТС в период их временной эксплуатации в ходе строительства ежегодные вероятности превышения расчетных максимальных расходов воды должны приниматься в зависимости от класса сооружений пускового комплекса по таблице Приложения 6.

3.8.10. При проектировании временных ГТС расчетные максимальные расходы должны приниматься исходя из ежегодной вероятности превышения (обеспеченности), устанавливаемой в зависимости от класса и срока эксплуатации сооружений для основного расчетного случая.

При этом для временных ГТС IV класса ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды должна приниматься равной при сроке эксплуатации до 10-ти лет - 10 %, более 10-ти лет – 5%. Для временных ГТС III класса при сроке эксплуатации до 2-х лет – 10%, более 2-х лет – 5%.

3.8.11. Для малых гидроэлектростанций, не входящих в состав комплексного гидроузла, расчетные максимальные расходы воды должны определяться по основному расчетному случаю. Для пропуска расчетного расхода воды через низконапорные (до 12 м) плотины малых гидроэлектростанций допускается использование участков поймы реки, оборудованных креплениями, препятствующими подмыву основных сооружений малой гидроэлектростанции. На период паводка при соответствующем обосновании допускается прекращение выработки электроэнергии на малой гидроэлектростанции.

3.8.12. При выборе компоновки и проектировании водопропускных сооружений и их сопряжения с нижним бьефом надлежит обеспечивать защиту сооружений гидроузла от опасного размыва их оснований, защиту зданий гидроэлектростанций и судоходных каналов от воздействий сбросного потока и предупреждения деформаций русла, неблагоприятных для эксплуатации этих сооружений. Береговые водосбросы не должны располагаться в пределах потенциально неустойчивых склонов.

Для элементов водосбросных сооружений должно учитываться:

гидродинамические воздействия,

кавитационные воздействия на обтекаемые поверхности при скоростях течения более 12-14 м/с;

истирание их поверхности наносами, а также повреждения ее камнями и другими предметами, транспортируемыми потоком.

3.8.13. Конструкции водосбросных сооружений и элементы их сопряжения с верхним и нижним бьефами, принятые для основного расчетного случая, подлежат проверке:

на поверочный случай;

на случай полного открытия одного пролета водосброса, водовыпуска, водоспуска (если не предусмотрена его работа при частичных открытиях) при закрытых остальных.

При этом расчетный уровень воды в нижнем бьефе следует принимать:

при наличии гидроэлектростанции в составе гидроузла – соответствующий ее работе с нагрузкой, равной 80% установленной мощности;

при отсутствии гидроэлектростанции – минимально допустимый по санитарным и техническим требованиям.

3.8.14. При проектировании водосбросных сооружений, должны разрабатываться такие правила маневрирования затворами, при которых сводится к минимуму необходимость осуществления в нижнем бьефе дополнительных мероприятий по защите сооружений и прилегающих к ним участков русла от размыва по сравнению с расчетными случаями.

3.8.15. При проектировании водосбросов, водоспусков и водовыпусков должны предусматриваться основные и ремонтные затворы или при соответствующем обосновании – аварийно-ремонтные.

Размещение затворов на постоянных глубинных водосбросах должно обеспечивать опорожнение их входного участка.

В случае расположения порогов глубинных водосбросов ниже уровня нижнего бьефа за основными должны предусматриваться переносные ремонтные затворы в выходном сечении водосброса.

3.8.16. В составе сооружений гидроузлов I и II классов, расположенных в климатических зонах с продолжительным периодом отрицательных температур, при соответствующем обосновании следует предусматривать водосбросы, приспособленные к работе в морозных условиях. На этих водосбросах следует принять меры по исключению опасного обледенения элементов затворов, затворных камер, аэрационных отверстий, пазов, а также обледенение линий электропередачи, конструкций и оборудования, расположенных на здании ГЭС, плотине и берегах в зоне водовоздушного облака, образующегося при работе водосброса. Должны быть обеспечены условия для безотказной работы в этот период подъемных устройств, автоматики и электроснабжения затворов.

3.8.17. При наличии глубинного водосброса с крупными плоскими затворами (площадью свыше 60 м²) и необходимости осуществлять частые попуски воды с расходами существенно меньшими, чем пропускная способность одного пролета водосброса, должно предусматриваться устройство специального водовыпускного пролета, оборудованного сегментным, конусным или другого вида затвором.

3.8.18. Водовыпускные сооружения тепловой электростанции и атомной электростанции должны обеспечивать гидротермический режим водоема-охладителя в районе теплового сброса, установленный исходя из категории водопользования.

3.9. Требования к обеспечению безопасности зданий, подводящих и отводящих трактов электрических и насосных станций

3.9.1. При проектировании зданий русловых гидроэлектростанций должны обеспечиваться их прочность, устойчивость, водонепроницаемость как для подпорных сооружений.

3.9.2. При наличии закрытой напорной или безнапорной деривации должна быть предусмотрена возможность её опорожнения для ремонта.

3.9.3. В отводящих водоводах замкнутого профиля должен предусматриваться подвод воздуха. Подача воздуха на начальных участках напорных и безнапорных водоводов должна обеспечиваться устойчивостью гидравлических режимов.

3.9.4. В случае возможности поступления в водоприемники наносов и опасности абразии ими оборудования должны предусматриваться компоновочные и конструктивные мероприятия по защите оборудования от наносов: перехват и отвод наносов, устройство промывных галерей и соответствующее их размещение.

3.9.5. Для предотвращения нарушений нормальной работы водоприемника из-за льда, шуги и обмерзания оборудования должны предусматриваться заглубленные под минимальный зимний уровень забральные стенки перед водозаборными окнами и подвод к ним теплой воды из сбросных водоводов.

3.9.6. Водоприемники насосных станций тепловых и атомных электростанций должны быть оборудованы сороудерживающими решетками и вращающимися сетками. Очистка вращающихся сеток должна быть автоматизирована.

3.10. Требования к обеспечению безопасности водозаборных сооружений и отстойников

3.10.1. Водозаборные сооружения должны обеспечивать:

бесперебойную подачу воды в водоводы гидроэлектростанций и системы технического водоснабжения тепловых и атомных электрических станций;

прекращение поступления воды в водоводы и каналы при их плановом осмотре, ремонте в соответствии с режимом эксплуатации и в случае аварии;

поступление воды в напорные трубопроводы без засасывания воздуха и с минимальными потерями напора.

Забор воды в местах скопления личинок дрейсены не допускается.

3.10.2. Для защиты водоводов и каналов от попадания в них влекомых наносов, плавающих предметов, льда и мусора должны предусматриваться забральные балки, сороудерживающие решетки, запани, шугосбросы, пороги, промывные галереи, отстойники, а также предусматриваться мероприятия по удалению мусора.

3.10.3. При проектировании водозаборных сооружений в зависимости от шуголедового режима водотока и условий эксплуатации надлежит предусматривать:

создание условий для образования ледяного покрова в верхнем бьефе при наличии соответствующих температурного и скоростного режимов водотока;

задержание шуги и поверхностного льда в верхнем бьефе;

сброс шуги и поверхностного льда в головном узле через плотину;

сброс шуги через шугосбросные сооружения на канале или в напорном бассейне при отсутствии возможности задержания шуги в верхнем бьефе, а также в случае опасности зажора в нижнем бьефе.

На гидроэлектростанциях с безнапорными деривационными водоводами должен предусматриваться пропуск шуги через турбины (за исключением случая оборудования станции ковшевыми турбинами) и электрообогрев решеток в напорном бассейне.

3.10.4. Конструкция водозаборных сооружений должна исключать попадание молоди рыб в систему водопользования (водоподачи) или быть дополнена рыбозащитными устройствами.

3.10.5. В случае недостаточности превышения уровня воды в реке в створе водозабора над уровнем воды в канале должен предусматриваться плотинный водозабор или водозабор с механическим водоподъемом насосными станциями.

3.10.6. В водоприемниках саморегулирующихся водоводов, проходящих в насыпи, должны предусматриваться аварийно-ремонтные затворы.

В водоприемниках с поверхностным забором воды в канал, проходящий целиком в выемках, и в глубинных водоприемниках напорной деривацией, имеющей в конце камеру затворов, допускается устанавливать только ремонтные затворы.

В водоприемниках несаморегулирующихся водоводов должны предусматриваться основные затворы, приспособленные для непрерывного регулирования под напором и оборудованные индивидуальными подъемными механизмами, а также аварийно-ремонтные затворы.

3.10.7. На реках с обильным стоком наносов водозаборы должны оборудоваться наносоперехватывающими и наносоулавливающими сооружениями и устройствами - отстойники, гравиеловки, песколовки, которые должны обеспечивать:

осветление воды путем осаждения или перехвата частиц наносов, крупность которых превышает предельную, обоснованную техническими и экономическими расчетами;

бесперебойную подачу осветленной воды в водоводы в соответствии с графиками водопотребления;

удаление наносов, отложившихся в камере отстойника.

3.10.8. Отвалы для удаленных наносов должны размещаться в виде карт, пригодных для дальнейшей рекультивации. Плодородный слой грунта из-под отвалов подлежит удалению и использованию при рекультивации. В среднем и нижнем течениях рек при значительном водоотборе сброс из отстойников в реку осевших наносов допускается при специальном обосновании и согласовании с федеральным органом исполнительной власти в области рыболовства.

3.10.9. Выбор местоположения отстойника должен предусматриваться в пределах головного узла или на деривационном канале с учетом:

геологических и топографических условий;

подхода воды к отстойнику, обеспечивающему осаждение наносов в камерах;

возможности удаления или складирования отложившихся в камерах наносов;
транспортирующей способности магистрального (деривационного) канала и реки в нижнем бьефе гидроузла.

3.10.10. Выбор типа отстойника (с непрерывным или периодическим промывом либо с механической очисткой) должен производиться с учетом следующих требований:

при достаточном гидравлическом уклоне промывного тракта и наличии свободных расходов воды необходимо применять отстойники только с гидравлической промывкой;

при отсутствии необходимого перепада для полной промывки отложений должны применяться отстойники с комбинированной (механической и гидравлической) очисткой.

Однокамерные отстойники периодического промыва должны применяться в случаях, когда допускается перерыв в подаче воды в водовод или кратковременная подача неосветленной воды.

3.11. Требования к обеспечению безопасности водоводов замкнутого поперечного сечения и сооружений на них

3.11.1. Водоводы замкнутого поперечного сечения гидроэлектростанций и насосных станций должны обеспечивать пропуск воды при всех режимах эксплуатации, предусмотренных проектом.

Трасса и продольный профиль напорных водоводов должны исключать возможность образования вакуума в водоводах. При невозможности исключения условий образования вакуума, допустимость его должна быть обоснована.

3.11.2. Для турбинных напорных водоводов насосных станций и гидроэлектростанций, в том числе гидроаккумулирующих станций, открытых по всей длине или на отдельных участках, на водоприемнике должна предусматриваться установка аварийно-ремонтных затворов с индивидуальным приводом, обеспечивающих быстрое отключение напорного тракта в случае разрыва трубопровода. За аварийно-ремонтными затворами должен быть обеспечен подвод воздуха в трубопровод. Перед аварийно-ремонтным затвором должен быть установлен ремонтный затвор. Кроме того, необходимо предусматривать защитные сооружения, предохраняющие здание гидроэлектростанции от затопления при разрыве трубопровода.

Для высоконапорных гидроэлектростанций, оборудованных турбинами с предтурбинными затворами, установку аварийно-ремонтных затворов и защитных сооружений допускается не предусматривать.

3.11.3. Следует рассматривать возможность использования для пропуска строительных расходов воды туннелей, сооружаемых для пропуска эксплуатационных расходов воды.

3.11.4. Трасса туннеля должна выбираться прямолинейной, наименьшей длины. Непрямолинейная трасса туннеля допускается в особо сложных инженерно-

геологических или гидрогеологических условиях (тектоника, карсты, оползни), а также по природоохранным требованиям.

3.11.5. При проектировании трубопроводов на многолетнемерзлых, просадочных, обводненных и илистых грунтах, на заболоченных территориях должна предусматриваться только наземная прокладка труб, или специальные мероприятия по укреплению грунтов основания.

3.11.6. При проектировании трубопровода наземной прокладки на нескальном основании по его длине должно предусматриваться устройство компенсаторов, обеспечивающих независимые осадки участков трубопровода и их температурные деформации, или сплошную железобетонную фундаментную конструкцию, способную обеспечить равномерную осадку трубопровода.

3.11.7. Должны выполняться расчеты льдообразования на внутренней поверхности трубопровода. Во всех случаях, когда толщина льда, определяемая расчетом, превышает допустимую по условиям эксплуатации, должно предусматриваться утепление трубопровода.

3.11.8. При проектировании железобетонных и сталежелезобетонных трубопроводов необходимо предъявлять требования ограничения ширины раскрытия трещин и должна быть обеспечена антикоррозийная защита металла и фильтрационная непроницаемость.

3.11.9. Во входных оголовках и на трассе трубопровода должны предусматриваться устройства для предварительного наполнения трубопровода водой, а также для впуска и выпуска воздуха.

Радиус оси колена трубопровода должен быть не менее трех диаметров трубопровода.

3.11.10. Необходимость устройства уравнительного резервуара должна быть обоснована расчетами гидравлического удара и анализом условий работы агрегатов.

3.12. Требования к обеспечению безопасности каналов

3.12.1. При проектировании каналы должны располагаться в выемке или в полувыемке-полунасыпи. Трассирование каналов в насыпи допускается только на отдельных участках и должно быть обосновано проектной документацией. Радиусы закругления на трассе каналов должны назначаться с учетом недопущения размывов и обеспечения возможности безопасного пропуска льда и шуги.

3.12.2. Проектная документация на каналы должна предусматривать:

мероприятия по защите от подтопления и заболачивания территории вдоль трассы, а также от зарастания каналов водной растительностью;

устройство крепления и противофильтрационных элементов;

мероприятия по предотвращению обрушения откосов каналов при резком изменении уровня воды в них;

наносозащитные инженерные сооружения или запас в размерах поперечного сечения канала, равным прогнозируемой толщине слоя наносов за период между дноуглубительными работами;

возможность разделения каналов по длине на отдельные отсеки с устройством аварийно-ремонтных затворов и водосбросных сооружений для опорожнения одного или несколько отсеков, а длину отсеков необходимо назначать с учетом природных условий и эксплуатационных требований;

мероприятия по предотвращению ледохода и завалов канала снегом;

устройство автомобильных дорог для контроля за состоянием каналов и сооружений на нем;

установку ограждений в районах населенных пунктов;

оснащение откосов лестницами на расстоянии не менее 200 метров друг от друга;

мероприятия, обеспечивающие защиту дюкеров и других подземных сооружений.

3.12.3. Скорости воды в каналах должны назначаться по условиям минимизации заиляемости и размываемости их русла, с учетом переменного расхода воды, необходимости предотвращения ледовых и шуговых затворов и зажоров, забивки мусором и увеличения шероховатости дна и откосов вследствие зарастания водной растительностью и обрастания ракушкой.

3.12.4. При проектировании каналов должна рассматриваться целесообразность использования боковой приточности из постоянных водотоков и должны соблюдаться следующие условия:

показатели качества воды в створе водозаборов должны соответствовать нормативным требованиям;

количество твердого стока и его фракционный состав должны соответствовать транспортирующей способности потока в канале.

3.12.5. Превышение гребня ограждающих дамб и берм над наивысшим уровнем воды в канале должен приниматься в зависимости от рода облицовки и высоты волн. Ширина гребня дамб и берм должна назначаться исходя из требований эксплуатации с учетом условий производства работ.

3.13. Требования к обеспечению безопасности бассейнов суточного регулирования, напорных бассейнов электрических станций

3.13.1. Бассейны суточного регулирования должны располагаться на трассе деривации или на ответвлении от нее, используя по возможности долины рек и естественные котловины и учитывая при этом условия фильтрации из бассейнов и заносимость их наносами. Следует также рассматривать возможность размещения бассейна суточного регулирования рядом с напорным бассейном или целесообразность их совмещения.

3.13.2. При проектировании бассейнов суточного регулирования гидроэлектростанций с пиковым режимом (в том числе, бассейнов гидроаккумулирующих электростанций) должно учитываться влияние резкого колебания уровня воды и намерзающего на откосах льда на устойчивость ограждающих земляных сооружений, прочность и устойчивость их облицовок.

При проектировании верхнего бассейна гидроаккумулирующих электростанций должно предусматриваться крепление, защищающее дно от воздействия потока воды при насосном режиме.

3.13.3. При проектировании и строительстве напорного бассейна гидроэлектростанции должен предусматриваться:

сброс избыточной воды, а также плавающих предметов;

удаление отложившихся в бассейне наносов;

устройства для впуска воздуха в турбинные водоводы при их аварийном или эксплуатационном опорожнении и выпуска воздуха из водоводов при их наполнении водой;

водосбросные сооружения автоматического действия, обеспечивающие пропуск всего расчетного расхода воды гидроэлектростанции или подачу воды нижерасположенным водопотребителям в случае остановки гидроэлектростанции с учетом наличия у водопотребителей запасных емкостей;

мероприятия по предотвращению неравномерных осадков, оползневых явлений, которые могут возникнуть вследствие фильтрации воды из бассейна, в случае расположения напорного бассейна на нескальных основаниях.

3.13.4. При установлении максимальных отметок в напорных бассейнах должна учитываться волна подпора, обусловленная сбросом нагрузки гидроэлектростанции.

Минимальный эксплуатационный уровень воды в напорном бассейне должен определяться с учетом волн разлива при набросе нагрузки гидроэлектростанции.

3.14. Требования к обеспечению безопасности сооружений систем технического водоснабжения тепловых и атомных электростанций

3.14.1. При проектировании охладителей (водохранилищ-охладителей, градирен, брызгальных бассейнов) систем технического водоснабжения тепловой электростанции и атомной электростанции выбор их типа или комбинированных схем их использования должен производиться на основе технико-экономического анализа с учетом фактических условий эксплуатации площадки строительства и ее гидрометеорологических характеристик.

3.14.2. При проектировании охладителей должна быть обеспечена бесперебойная подача воды для получения необходимого по технологическим требованиям охлаждения турбинного, реакторного и прочего оборудования.

3.14.3. Параметры и компоновку водохранилищ-охладителей, водозаборных и водовыпускных сооружений тепловых и атомных электростанций, струераспределительных и струенаправляющих дамб должны определяться на основе математического и (или) физического моделирования гидротермического режима.

3.14.4. При проектировании водохранилищ-охладителей должно предусматриваться:

удаление и/или закрепление (пригрузка) торфяников;

комплекс мер по предотвращению заиления водохранилища;

соблюдение требований по охране природной среды.

3.14.5. При проектировании водохранилищ-охладителей должна рассматриваться возможность использования в этом качестве водохранилищ комплексного назначения или отсеченных их частей. При этом следует учитывать интересы водопользователей и водопотребителей.

3.14.6. Наливные и отсеченные водохранилища - охладители, изолированные от источников общего пользования, должны находиться в обособленном пользовании электростанций.

Термический, гидрохимический и гидробиологический режимы таких водохранилищ должны обеспечивать оптимальные условия работы электростанции.

3.14.7. При проектировании водохранилищ-охладителей должна предусматриваться возможность комплексного их использования для рыбного хозяйства, орошения, организации зон отдыха.

3.14.8. При проектировании градирен выбор типов и размеров охладителей, состава технологического оборудования должен производиться из условий максимальной нагрузки на сооружения.

3.14.9. При проектировании элементов градирен должна предусматриваться конструкция, выполненная из материалов, не поддерживающих горение.

3.14.10. Плотность орошения в работающих градирнях и температура воды на выходе из градирен должны назначаться по условию недопущения обледенения оросителей.

3.15. Требования к обеспечению безопасности берегоукрепительных, защитных, регуляционных и оградительных сооружений

3.15.1. Берегоукрепительные, защитные (в том числе селезащитные), регуляционные и оградительные сооружения должны проектироваться и строиться в зависимости от назначения и характера использования защищаемого участка с учетом регулирования речного стока, прогноза переработки береговой полосы или русла реки, перемещения наносов, волновых и ледовых воздействий, селей, возможных оползневых явлений. При этом в необходимых случаях должны быть учтены требования судоходства, лесосплава, водопользования, охраны окружающей среды, а также перспективного развития населенных пунктов и хозяйственных объектов.

3.15.2. Берегоукрепительные, защитные, регуляционные и оградительные сооружения должны создаваться с учетом возможности их использования в качестве причальных, транспортных и других инженерных сооружений, для массового отдыха населения и спортивно-оздоровительных мероприятий.

3.15.3. При проектировании защитных и оградительных сооружений должен предусматриваться отвод профильтровавшейся через них воды, в том числе с использованием насосных станций перекачки.

3.15.4. Способы защиты и конструкции сооружений, применяемые для защиты от затопления и подтопления хозяйственных объектов, должны проектироваться с учетом требований обеспечения их безопасности.

Вопросы противопаводковой защиты должны решаться одновременно с проектированием сооружений для регулирования речного стока.

3.15.5. При выборе конструкций сооружений, кроме их назначения, должно учитываться наличие местных строительных материалов и возможные способы производства работ. Конструкция протяженных сооружений должна на разных участках по их длине соответствовать геологическим особенностям, глубинам, характеру волнения.

3.15.6. Для селеопасных районов с целью недопущения завалов водохранилищ и нижних бьефов должно предусматриваться строительство селезащитных сооружений с обеспечением водоотвода.

3.16. Требования к обеспечению безопасности рыбопропускных и рыбозащитных сооружений

3.16.1. При проектировании гидроузлов на реках, водохранилищах или внутренних водоемах, имеющих в соответствии с законодательством о рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов рыбохозяйственное значение, должно предусматриваться устройство рыбопропускных и рыбозащитных сооружений.

3.16.2. Рыбопропускные сооружения должны обеспечивать пропуск проходных, полупроходных, а в отдельных случаях - и жилых рыб из нижнего бьефа гидроузла в верхний для сохранения рыбных запасов.

3.16.3. Рыбозащитные сооружения должны обеспечивать защиту личинок и молоди рыб от попадания в водозаборные сооружения, их травмирования, гибели и отвод их в безопасную зону водного объекта.

3.17. Требования к механическому оборудованию при обеспечении безопасности гидротехнических сооружений

3.17.1. Затворы водопропускных сооружений и их подъемное оборудование (краны, лебедки, гидроподъемники) должны обеспечивать:

поддержание заданного уровня воды в верхнем бьефе путем регулирования пропуска воды в нижний бьеф;

прекращение поступления воды через водозаборные сооружения при полном их закрытии;

перекрытие отдельных водоводов в случае аварии или на время ремонта сооружения и гидросилового оборудования;

установку и подъем ремонтных затворов в условиях стоячей воды;

постоянную готовность для маневрирования;

прочность и устойчивость конструкции в целом и ее отдельных узлов;

независимость работы затворов многопролетных сооружений;

водонепроницаемость мест сопряжений затвора с частями сооружений и мест сопряжений отдельных частей затвора.

3.17.2. Для предупреждения попадания плавающих тел, мусора и крупных льдин в водоводы гидроэлектростанций и насосных станций должны применяться защитные ограждения:

грубые решетки – для защиты деривационных сооружений на головном узле, в пазах водоприемника, на вынесенных сороудерживающих сооружениях;

турбинные решетки – внутри или снаружи щитового отделения гидростанции;

плавучие запаны – перед водоприемниками, зданиями гидростанций, перед насосными агрегатами тепловых и атомных электростанций и всасывающими трубами гидроаккумулирующих электростанций.

3.17.3. Решетки водопропускных сооружений должны обеспечивать:

прочность и устойчивость в пределах заданных и нормативных нагрузок;

свободное маневрирование в спокойной воде (кроме стационарных решеток);

удержание плавающего и влекомого потоком воды мусора;

возможность очистки с помощью сороочистных механизмов или в отдельных случаях вручную (под водой или на поверхности).

При проектировании решеток должны обеспечиваться минимально возможные потери напора.

3.17.4. Запаны должны обеспечивать:

прочность;

легкость сборки и разборки;

удержание плавающего мусора и отклонение его к месту сбора или сброса.

Возможность оперативного удаления (транспортирования) плавающих тел во избежание их подныривания под запань.

3.18. Требования к обеспечению безопасности золошлакоотвалов и шламоотвалов

3.18.1. При проектировании золошлакоотвалов и шламоотвалов тепловых электростанций и выборе их конструкции должны предусматриваться:

надежность работы сооружений в течение всего периода эксплуатации;

необходимая степень осветления воды, возвращаемой на тепловую электростанцию для повторного использования;

возможность наращивания золошлакоотвала в соответствии с принятой технологией;

возможность складирования золошлакового материала и шлака в зимний период;

устойчивость откосов первичной дамбы и дамб наращивания на всех этапах возведения и эксплуатации золошлако- и шламоотвалов;

фильтрационная прочность грунтов тела и основания ограждающей дамбы;

достаточность превышения гребня дамб над уровнем отстойного пруда;

предотвращение загрязнения поверхностных и грунтовых вод, а также

запыленности воздушного бассейна.

3.18.2. При выборе места расположения отвала должны учитываться следующие основные положения:

золошлако- и шламоотвалы должны размещаться на площадках, сложенных слабофильтрующими грунтами, на малоценных в сельско- и лесохозяйственном отношении землях;

намывные золошлакоотвалы не должны размещаться на площадках, расположенных выше жилых поселков, промышленных предприятий, в пределах водоохранной зоны рек, водохранилищ, водоемов, вблизи подземных источников водоснабжения;

расположение золошлакоотвала должно быть выбрано с подветренной стороны к направлению доминирующих ветров в летнее время (по розе ветров) от тепловой электростанции, промышленных предприятий, населенных пунктов, охранной зоны источников водоснабжения (с целью уменьшения возможных последствий пыления);

не рекомендуется размещать отвалы на закарстованных или подработанных горными выработками площадках, при сильнотрещиноватых породах основания и на оползневых склонах, а также на площадках, сложенных породами с наличием термокарста;

санитарный разрыв от площадки золошлакоотвала до промышленных предприятий, жилых, общественных, лечебно-оздоровительных зданий и сооружений, а также мест массового отдыха населения должен быть не менее 500 м.

3.18.3. Установление класса ограждающих дамб золошлакоотвала должно определяться исходя из конечной проектной их высоты.

Класс ограждающих дамб золошлакоотвала должен быть повышен:

при расположении золошлакоотвала выше плановых отметок ближайших населенных пунктов, промышленных предприятий, железнодорожных магистралей, автомобильных дорог, нефтепроводов, сельскохозяйственных объектов;

если авария золошлакоотвала вызовет остановку ТЭС;

если емкость золошлакоотвала свыше 50 млн. м³.

3.18.4. Золошлакоотвалы должны проектироваться с учетом возможности последующего наращивания ограждающих дамб.

3.18.5. Превышение гребня дамбы над поверхностью отложений золошлакового материала должно быть не менее 0,5 метра.

3.18.6. Поступление в отвалы поверхностных вод с прилегающей территории не допускается.

3.18.7. Для предотвращения загрязнения подземных вод водой, фильтрующейся из отвала, должен создаваться противифльтрационный экран в чаше и бортах отвала.

3.18.8. При проектировании отвалов должны быть определены последствия их аварий, в том числе разрушения их ограждающих и водосбросных сооружений, а также границы зоны возможного затопления территории, степень загрязнения прилегающей территории, подземных и поверхностных вод.

В пределах зоны возможного затопления запрещается строительство объектов, не связанных с эксплуатацией отвала. Если в зоне возможного затопления расположены такие объекты, должны быть предусмотрены мероприятия по их защите или выносу на безопасное место.

3.18.9. Ко всем сооружениям отвала должен быть обеспечен подъезд автотранспортных средств и механизмов.

3.18.10. При проектировании золошлакоотвалов и шламоотвалов должна разрабатываться программа натурных наблюдений. Состав и объем натурных наблюдений должны устанавливаться в зависимости от класса сооружения, его конструктивных особенностей, геологических, геокриологических, климатических, сейсмических условий, а также условий возведения и эксплуатации.

3.19. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения

3.19.1. В проектной документации ГТС должны быть разработаны мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения.

3.19.2. В проектах ГТС для локализации и ликвидации их возможных аварий должны быть установлены требования к разработке технологии выполнения противоаварийных работ при вероятных сценариях аварий.

3.19.3. В проектах водоподпорных ГТС должны предусматриваться локальные системы оповещения персонала хозяйственных субъектов и населения, проживающего в зоне затопления в нижнем бьефе ГТС, об угрозе прорыва напорного фронта. Зона действия локальной системы оповещения устанавливается национальным законодательством.

3.19.4. В проектах ГТС электрических станций должны рассматриваться все возможные сценарии возникновения и развития чрезвычайных ситуаций, в том числе обусловленных авариями на гидроэнергетическом, электротехническом и механическом оборудовании. Должны разрабатываться конструктивные мероприятия, в том числе автоматические системы аварийной защиты, по недопущению возникновения чрезвычайных ситуаций при авариях или по уменьшению их негативных последствий.

3.19.5. В проекте должны предусматриваться мероприятия:

по предупреждению чрезвычайных ситуаций, возникающих в результате возможных аварий гидротехнических сооружений, и снижению их тяжести;

по предупреждению возможных чрезвычайных ситуаций, вызванных обрушением береговых склонов, сходом лавин в зоне водохранилища;

по защите от поражающего воздействия источника чрезвычайных ситуаций, возникающих в результате аварий на рядом расположенных потенциально опасных объектах, включая аварии на транспорте;

по защите от поражающего воздействия источника чрезвычайных ситуаций, возникающих в результате опасных природных процессов.

3.19.6. На площадках со стороны верхнего и нижнего бьефов гидроузлов расположенных в климатических зонах с продолжительным периодом отрицательных температур, должны быть предусмотрены помещения, приспособленные для круглогодичного проведения ремонта сороудерживающих решеток, ремонтных и аварийно-ремонтных затворов и средств удаления сора.

3.19.7. В проектах должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению затопления помещений, расположенных ниже уровня нижнего бьефа.

На всех ГЭС административные, бытовые помещения и ремонтные мастерские с постоянным пребыванием персонала, как правило, не должны располагаться в помещениях агрегатной части и/или монтажной площадки, расположенных ниже уровня нижнего бьефа.

При крайней необходимости размещения таких помещений в здании ГЭС ниже уровня нижнего бьефа, эти помещения должны:

иметь запасные выходы на незатапливаемые отметки позволяющие осуществить эвакуацию работников в случае угрозы затопления;

быть оборудованы автономными установками жизнеобеспечения, способными защитить работников, не успевших эвакуироваться при затоплении здания ГЭС.

Галереи и помещения в зданиях ГЭС и других ГТС, расположенные ниже уровня нижнего бьефа, должны иметь не менее двух выходов. Все производственные помещения должны быть оборудованы дверями, открывающимися наружу из помещения.

3.19.8. На каждой гидроэлектростанции должны быть разработаны схемы и пути вывода работников из любой зоны, в которой имеется опасность чрезвычайной ситуации (затопление, обрушение грунта и др.) на отметки выше возможного затопления, оползня или других видов опасности.

Эвакуационные выходы и вывешенные на видных местах планы эвакуации должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

3.19.9. Электропитание для собственных нужд должно обеспечиваться от двух источников питания:

- одного независимого источника питания собственных нужд ГЭС;
- автономного (децентрализованного) резервного источника электропитания, автоматически вводимого в действие при потере питания от общей системы собственных нужд; в качестве таких источников могут быть применены аккумуляторы, дизель-генераторы, преобразователи, гидрогенераторы малой мощности и иные источники, отвечающие требованию их гарантированного запуска в аварийных условиях.

3.19.10. Для гидроузла в каскаде должны предусматриваться мероприятия, обеспечивающие устойчивость сооружений напорного фронта при прохождении волны прорыва в результате разрушения выше расположенных гидроузлов, а также условия пропуска указанной волны через фронт этих сооружений с учетом предварительной форсированной сработки водохранилищ.

3.19.11. В плотинах высоконапорных гидроузлов должны предусматриваться глубинные водосбросы и водовыпуски для обеспечения необходимой предварительной сработки водохранилища.

3.19.12. При проектировании хранилищ жидких отходов должны определяться параметры волны прорыва, зоны возможного затопления и зоны отложения продуктов для случаев разрушения ограждающих сооружений на различных этапах их эксплуатации.

3.19.13. На проектируемых гидроузлах должны устанавливаться технические устройства, обеспечивающие выдачу сигналов о катастрофическом повышении уровня воды в их нижних бьефах в случае прорыва сооружений напорного фронта на соответствующие пункты управления органов исполнительной власти или на ближайšie защищенные узлы взаимосвязанной сети связи страны об опасности затопления, а также на локальные системы оповещения.

3.19.14. Предельный максимальный уровень индивидуального риска, частоты поражения отдельного индивидуума – человека, в результате возникновения чрезвычайной ситуации, определяющего ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на гидротехнических сооружениях за определенное время, должен приниматься равным:

10^{-5} – один случай в год при угрозе жизни 10 и более человек;

10^{-7} – один случай в год при угрозе жизни 100 и более человек.

IV. Требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций при их строительстве и реконструкции

4.1. Общие требования

4.1.1. Строительство ГТС должны выполняться по проектам, прошедшим в установленном порядке государственную экспертизу.

4.1.2. На объектах строительства ГТС должны быть предусмотрены средства защиты по противодействию возможным террористическим актам.

4.1.3. В процессе строительства должен обеспечиваться контроль качества строительных и монтажных работ, а также контроль состояния технической базы и технических средств строительства и монтажа.

4.1.4. Для пуско-наладочных работ должна разрабатываться технологическая документация, предусматривающая необходимые меры безопасности.

4.2. Требования по безопасности при пропуске строительных расходов воды и льда

4.2.1. Пропуск расходов воды и льда в период строительства через суженное перемычками русло или через специальные водопропускные сооружения строительного периода должен осуществляться в соответствии с проектом производства работ.

4.2.2. При строительстве ГТС субъект, осуществляющий строительство, должен разработать план организационно-технических мероприятий, предусматривающий постоянный контроль за состоянием ограждающих котлован перемычек и целиков

естественного рельефа, под защитой которых производятся строительные работы, с целью своевременного принятия мер по недопущению:

их опасных размывов и подмывов;

опасных повреждений при ледоходе и ледоставе;

опасных навалов льда;

перелива через гребень;

превышения допустимых градиентов фильтрации и расходов фильтрующейся в котлован воды.

4.2.3. При возникновении явлений, угрожающих затоплением котлована, должны осуществляться мероприятия по устранению возможности опасных подъемов воды.

4.2.4. При пропуске через временные водопропускные сооружения гидроузла расходов воды, меньших расчетного для данного этапа строительства, недопустимо создание на трассе водоводов и в нижнем бьефе режимов, представляющих угрозу для сохранности строящихся сооружений, их элементов и примыкающих к ним участков русла.

4.3. Требования безопасности гидротехнических сооружений при ведении строительных работ в зимний период

4.3.1. При ведении работ в зимний период должны осуществляться мероприятия по недопущению:

строительства на промороженном основании (если это не предусмотрено проектом);

промораживания строительных материалов, укладываемых в тело сооружения;

промораживания тела бетонных конструкций до завершения их твердения и обретения нормативной прочности;

промораживания тела грунтовых сооружений до уплотнения или консолидации грунта в соответствии с требованиями проекта.

4.4. Требования по техническому контролю безопасности гидротехнических сооружений, реализуемые на стадии строительства

4.4.1. На строительной площадке должна быть организована система строительного контроля строительно-монтажных работ.

4.4.2. На ГТС в период их строительства должны проводиться систематические комплексные инструментальные и визуальные контрольные натурные наблюдения.

4.4.3. В течение всего периода строительства сооружений должны обеспечиваться меры по защите установленной в ГТС контрольно-измерительной аппаратуры от повреждений и уничтожения.

4.4.4. Контроль качества материалов должен обеспечивать соответствие проектным требованиями характеристик материалов в любой части ГТС.

4.4.5. Контроль при изготовлении строительных конструкций ГТС должен касаться всех проектных требований, включая параметры процессов в течение различных стадий изготовления, контроля размеров, выравнивания, допусков, ориентации, обработки поверхностей, соответствия весов.

4.4.6. По завершении строительства все материалы натурных наблюдений и контрольно-измерительной аппаратуры должны быть переданы эксплуатирующей организации.

4.5. Требования к безопасности при реконструкции

4.5.1. Реконструкция ГТС должна приводиться по проекту, прошедшему государственную экспертизу.

4.5.2. При реконструкции ГТС должен обеспечиваться необходимый уровень безопасности в случае изменения условий эксплуатации.

4.5.3. Разработка программы работ по реконструкции ГТС должна производиться на основе оценки состояния сооружений и уровня риска аварии (уровня безопасности) эксплуатируемого ГТС.

4.6. Обеспечение безопасности окружающей среды при проведении строительных работ

4.6.1. Используемые при строительстве ГТС материалы, включая химические добавки и реагенты, должны отвечать экологическим требованиям, в том числе при их взаимодействии с водой и грунтами основания.

4.6.2. При возведении ГТС следует предусматривать мероприятия по охране окружающей среды в соответствии с национальным законодательством и требованиями действующих стандартов и сводов правил в области охраны окружающей среды.

V. Требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций при их эксплуатации

5.1. Требования безопасности гидротехнических сооружений при эксплуатации

5.1.1. При эксплуатации ГТС электрических станций собственник (эксплуатирующая организация) должен руководствоваться требованиями проекта, полный комплект которого должен храниться на станции и быть доступным для эксплуатационного персонала и инспекций (комиссий). Кроме проекта на станции должны быть акты приемочных комиссий, декларация безопасности ГТС, результаты наблюдений, заключения комиссий по обследованию, результаты научных исследований, правила эксплуатации сооружений гидроузла и водохранилищ, правила использования водных ресурсов водохранилищ, оперативный план пожаротушения.

5.1.2. На эксплуатируемых ГТС должны быть организованы и проводиться постоянно инструментальные и визуальные натурные наблюдения за их работой, техническим состоянием и безопасностью.

5.1.3. ГТС в период эксплуатации периодически (1 раз в 5 лет) должны подвергаться обследованию комиссией, организуемой собственником гидротехнического сооружения. При этом все напорные гидротехнические сооружения, находящиеся в эксплуатации более 25 лет, независимо от состояния должны подвергаться комплексному анализу их состояния с оценкой их прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности с привлечением специализированных организаций.

Рекомендации комиссии, направленные на обеспечение безопасности ГТС, подлежат исполнению в определенные комиссией и согласованные с собственником сроки.

5.1.4. При наличии признаков аварийного состояния и после проведения ремонтных работ или изменения режимов эксплуатации сооружения показатели критериев безопасности подлежат уточнению во внеочередном порядке.

5.1.5. Эксплуатирующая организация должна обеспечивать сохранность систем контрольно-измерительной аппаратуры для проведения мониторинга состояния сооружений.

Вышедшая из строя аппаратура подлежит замене на аналогичную, способную давать необходимую достоверную информацию.

5.1.6. Эксплуатирующая организация в соответствии с проектом обязана обеспечивать наличие и хранение необходимого запаса материалов и оборудования для локализации аварии.

5.1.7. Эксплуатирующая организация должна обеспечивать локализацию возможных очагов загрязнений и снижению концентрации вредных примесей.

5.1.8. Работники, занятые на эксплуатации ГТС, должны иметь специальную подготовку.

5.2. Требования по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, эксплуатируемых в северной климатической зоне

5.2.1. Суглинистые ядра и экраны грунтовых плотин немерзлого типа должны предохраняться от морозного пучения и промерзания, а дренажные устройства и переходные фильтры - от промерзания.

5.2.2. Крупнообломочный материал упорных призм, подвергающийся сезонному замораживанию и оттаиванию, должен отвечать проектным показателям по морозостойкости и через каждые 10 - 15 лет эксплуатации должен испытываться на механическую и сдвиговую прочность.

5.2.3. При эксплуатации грунтовых сооружений на многолетнемерзлых льдинистых основаниях должны быть организованы наблюдения за температурным режимом, а также за деформациями, связанными с переходом грунтов в талое состояние.

5.2.4. На каменнонабросных сооружениях северной климатической зоны должен осуществляться контроль за льдообразованием в пустотах каменной наброски низовой призмы.

5.3. Безопасность речных гидротехнических сооружений при регулировании речного стока и пропуске максимальных расходов воды

5.3.1. Для гидроузлов с водохранилищем комплексного пользования должен быть составлен годовой водохозяйственный план, устанавливающий ежемесячные объемы использования воды различными водопользователями без нарушения безопасности гидротехнического сооружения. Водохозяйственный план должен уточняться на каждый квартал и месяц с учетом прогноза стока воды региональными гидрометеорологическими службами.

5.3.2. Режим сработки водохранилища перед половодьем и его последующего наполнения должен обеспечивать:

наполнение водохранилища в период половодья до нормального подпорного уровня; отклонение от этого правила должно допускаться только в случае особых требований водохозяйственного комплекса и для водохранилищ многолетнего регулирования;

условия регулирования сбросных расходов и безопасного сброса через сооружения избытка воды, пропуска наносов, а также льда, если это предусмотрено проектом;

необходимые условия нормального для данного водного объекта судоходства, рыбного хозяйства, орошения и водоснабжения.

5.3.3. Пропуск воды через водосбросные сооружения должен осуществляться в соответствии с проектом и не должен приводить к повреждению сооружений, а также к размыву дна за ними.

5.4. Требования к эксплуатации механического оборудования для обеспечения безопасности водопропускных гидротехнических сооружений

5.4.1. Механическое оборудование ГТС, средства его дистанционного или автоматического управления и сигнализации, а также подъемные и транспортные устройства общего назначения должны быть в исправности и находиться в состоянии готовности к работе.

5.4.2. Механическое оборудование ГТС должно периодически осматриваться и проверяться в соответствии с утвержденным графиком и в объеме, согласованном с проектной организацией.

Инструментальное обследование состояния основных затворов должно проводиться по мере необходимости. Для затворов, находящихся в эксплуатации 25 лет и более, периодичность обследований не должна превышать 5 лет.

5.4.3. Основные затворы должны быть оборудованы указателями высоты открытия.

5.4.4. При маневрировании затворами их движение должно происходить беспрепятственно, без рывков и вибрации, при правильном положении ходовых частей и отсутствии деформации опорных частей.

5.4.5. Должны быть обеспечены водонепроницаемость затворов, правильная посадка их на порог и плотное прилегание к опорному контуру. Затворы не должны иметь перекосов и недопустимых деформаций при работе под напором.

5.4.6. Длительное нахождение затворов, сороудерживающих решеток в положениях, при которых появляется повышенная вибрация затворов или конструкций гидротехнических сооружений, не допускается.

5.4.7. Грузоподъемное оборудование, не подведомственное органам государственного контроля и надзора, периодически, не реже 1 раза в 5 лет, подлежит техническому освидетельствованию.

Обследование канатов, тяговых органов, изоляции проводов и заземления, состояния освещения и сигнализации грузоподъемного оборудования должно производиться не реже 1 раза в год.

5.4.8. Аэрационные устройства должны быть исправны и обеспечивать полное закрытие затворов.

5.4.9. Должны быть обеспечены утепление или обогрев пазов, опорных устройств и обшивки затворов, сороудерживающих решеток, предназначенных для работы в зимних условиях.

5.4.10. Сороудерживающие конструкции (решетки, сетки, запани) должны регулярно очищаться от сора.

5.4.11. Длительное нахождение сороудерживающих решеток в положениях, при которых появляется повышенная вибрация, не допускается.

5.5. Требования по техническому контролю безопасности гидротехнических сооружений и механического оборудования

5.5.1. Объем наблюдений и состав контрольно-измерительной аппаратуры, устанавливаемой на ГТС, должны определяться проектом.

Данные наблюдений (осмотров) по контрольно-измерительной аппаратуре, а также данные визуальных наблюдений должны заноситься в автоматизированную систему диагностического контроля.

5.5.2. В сроки, установленные проектом и в предусмотренном им объеме на всех ГТС должны вестись наблюдения за:

осадками и смещениями сооружений и их оснований;

деформациями сооружений и облицовок;

режимом уровней бьефов гидроузла, фильтрационным режимом в основании и теле грунтовых, бетонных сооружений и береговых примыканий, работой дренажных и противофильтрационных устройств, режимом грунтовых вод в зоне сооружений;

воздействием потока на сооружения, дно и берега;

воздействием льда на сооружения и их обледенением.

5.5.3. На ГТС I класса, расположенных в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, и на сооружениях II класса в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше должны проводиться следующие виды специальных наблюдений и испытаний:

инженерно-сейсмометрические наблюдения за работой сооружений и береговых примыканий (сейсмометрический мониторинг);

инженерно-сейсмологические наблюдения в зоне ложа водохранилища вблизи створа сооружений и на прилегающих территориях (сейсмологический мониторинг);

тестовые испытания по определению динамических характеристик этих сооружений (динамическое тестирование) с составлением динамических паспортов.

После каждого сейсмического толчка интенсивностью 5 баллов и выше должны оперативно регистрироваться показания всех видов контрольно-измерительной аппаратуры, установленных в сооружении, с осмотром сооружения и анализом его прочности и устойчивости.

5.5.4. В предпаводковый период и при подготовке к зиме эксплуатирующая организация должна организовать комплексный осмотр сооружений.

5.5.5. После пропуска паводков, близких к расчетным, должно производиться обследование состояния водопропускных трактов, в том числе водобоя, рисбермы и примыкающего участка русла.

5.5.6. Обследование подводных частей сооружений и туннелей на всей их поверхности должно производиться через 2 года после начала эксплуатации, и каждые последующие 5 лет.

Обследование подводных частей сооружений должно выполняться с помощью аппаратуры с погрешностью результатов не более 0,25 м и доверительной вероятностью не ниже 95%.

5.6. Требования безопасности к эксплуатации напорных водоводов

5.6.1. При эксплуатации напорных водоводов должна быть:

обеспечена нормальная работа опор, уплотнений деформационных швов и компенсационных устройств;

исключена повышенная вибрация оболочки;

обеспечена защита от коррозии и абразивного износа;

обеспечена постоянная готовность к действию автоматических защитных устройств, предусмотренных на случай разрыва водовода;

обеспечена динамическая устойчивость при всех эксплуатационных режимах работы;

обеспечена защита здания гидроэлектростанции или насосной станции от затопления в случае повреждения (разрыва) водовода.

5.6.2. При остановке гидроагрегатов в морозный период должны быть приняты меры к предотвращению опасного для эксплуатации образования льда на внутренних стенках водоводов.

5.6.3. Аэрационные устройства напорных водоводов должны быть надежно утеплены и при необходимости оборудованы системой обогрева. Систематически в сроки, определенные эксплуатационной документацией, должна производиться проверка состояния аэрационных устройств.

5.7. Требования безопасности при эксплуатации гидротехнических сооружений в период отрицательных температур наружного воздуха

5.7.1. До наступления минусовой температуры наружного воздуха и появления льда должны быть проверены и отремонтированы шугосбросы и шугоотстойники, очищены от сора и топляков водоприемные устройства и водоподводящие каналы, решетки и пазы затворов, а также подготовлены к работе устройства для обогрева решеток и пазов затворов, проверены шугосигнализаторы и микротермометры.

5.7.2. Вдоль сооружений, не рассчитанных на давление сплошного ледяного поля, должна быть устроена майна, поддерживаемая в свободном от льда состоянии в течение зимы, или применены другие надежные способы для уменьшения нагрузки от льда.

5.7.3. На реках с устойчивым ледяным покровом должны проводиться мероприятия, способствующие быстрому образованию льда: поддержание постоянного уровня воды на возможно более высоких отметках и постоянного забора воды электростанцией при возможно меньшем расходе через гидроагрегаты и насосы. В случае необходимости допускается полная остановка гидроэлектростанции (насосной станции).

5.7.4. На тех реках, где не образуется ледяной покров, шуга должна пропускаться через турбины гидроэлектростанций (за исключением ковшовых) или через шугосбросы с расходом необходимым для предотвращения зажорообразования в нижнем бьефе.

5.7.5. Режим работы каналов в период шугохода должен обеспечивать непрерывное течение воды без образования заторов, перекрывающих полностью живое сечение каналов.

Режим канала должен либо обеспечивать транзит шуги вдоль всей трассы, либо одновременно допускать ее частичное аккумулятивное в отстойниках (с последующей промывкой), напорных бассейнах и бассейнах суточного регулирования.

5.7.6. Перед ледоставом и в период ледостава должны быть организованы регулярные измерения температуры воды на участках водозаборов для обнаружения признаков ее переохлаждения. Порядок включения системы обогрева и устройств для очистки решеток от льда должен быть определен эксплуатационной документацией.

5.7.7. Пропуск льда через створ гидротехнических сооружений должен производиться при максимальном использовании ледопроемного фронта с обеспечением достаточного слоя воды над порогом ледосбросных отверстий.

В период ледохода при угрозе образования заторов льда и опасных для сооружений ударов больших ледяных масс должны быть организованы временные посты наблюдений и приняты меры к ликвидации заторов и размельчению ледяных полей путем проведения взрывных и ледокольных работ.

5.8. Требования безопасности эксплуатации сооружений на каналах и водохранилищах

5.8.1. Скорость воды в каналах должна поддерживаться в пределах, не допускающих размыва откосов и дна канала, а также отложения наносов; при

наличии ледовых образований должна быть обеспечена бесперебойная подача воды. Максимальные и минимальные скорости воды должны быть установлены с учетом местных условий и указаны в эксплуатационной документации.

5.8.2. Наполнение и опорожнение водохранилищ, бассейнов, каналов и напорных водоводов, а также изменение уровней воды должны производиться постепенно, со скоростями, исключающими появление недопустимо больших давлений за облицовкой сооружения, сползание откосов, возникновение разряжения и ударных явлений в водоводах. Допустимые скорости опорожнения и наполнения должны быть указаны в эксплуатационной документации.

5.8.3. При пропуске высоких половодий (паводков) превышение нормального подпорного уровня верхних бьефов гидроузлов допускается только при полностью открытых затворах всех водосбросных и водопропускных отверстий и, если это возможно по условиям эксплуатации, использовании всех гидротурбин.

5.9. Требования безопасности эксплуатации охладителей тепловых и атомных электростанций

5.9.1. При эксплуатации охладителей тепловых и атомных электростанций должны осуществляться мероприятия по обеспечению необходимого по проекту охлаждающего эффекта при безопасном уровне воздействия на окружающую среду.

5.9.2. Контроль состояния элементов водораспределительного и оросительного устройства градирни с отключением отдельных зон орошения должен производиться не реже двух раз в год: перед летней и зимней эксплуатацией.

Обследование металлических каркасов вытяжных башен обшивных градирен должно проводиться не реже одного раза в 10 лет, железобетонных оболочек – не реже одного раза в 5 лет. На основании обследований составляется ведомость дефектов с указанием способов и сроков их устранения.

5.9.3. При эксплуатации градирен и брызгальных бассейнов конструкции оросителей и детали трубопроводов систем водораспределения должны очищаться от минеральных и органических отложений.

5.9.4. При временном отключении градирен и брызгальных бассейнов в зимний период должны быть обеспечены:

- опорожнение трубопроводов систем водораспределения;
- циркуляция теплой воды в бассейне.

5.10. Требования безопасности эксплуатации золошлакоотвалов и шламоотвалов

5.10.1. На намывных ГТС I, II и III класса после первых пяти лет эксплуатации и в последующем каждые пять лет в пределах проектной длины упорной призмы через каждые 10 м намыва должно проводиться инженерно-геологическое обследование в целях подтверждения соответствия физико-механических характеристик намывных в упорную призму отходов требованиям проекта.

5.10.2. Кроме предусмотренных проектом наблюдений не реже чем два раза в год должны проводиться комиссионные осмотры:

весной, перед прохождением паводка, в целях проверки готовности гидротехнических сооружений к эксплуатации в паводковый период;

осенью, в целях проверки состояния и подготовки гидротехнических сооружений к нормальной эксплуатации в осенне-зимний период.

5.10.3. Для нормальной эксплуатации системы гидротранспорта пульпы должен осуществляться технологический контроль и ведение журнала наблюдений за:

определением характеристик транспортируемой пульпы;

определением и анализом параметров режима работы системы;

своевременным выполнением профилактических мероприятий по предотвращению нарушений в работе системы (профилактика износа, заклинение, гидроударов);

планово-предупредительными ремонтами сооружений и оборудования.

5.10.4. Для безопасной эксплуатации отвалов независимо от их типа должно:

производиться укладка золошлаков (шламов) в соответствии с ежегодно утверждаемыми планом и графиком;

соблюдаться принятые проектом схему заполнения, способы выпуска пульпы, технология укладки и интенсивность намыва;

не допускаться несанкционированной и неорганизованной укладки отходов;

поддерживаться в отвале объем воды предусмотренный проектом;

осуществляться контроль за состоянием сооружений;

своевременно выполняться ремонтные работы и мероприятия по устранению возникших нарушений в режиме работы сооружений;

выполняться все предусмотренные проектом природоохранные мероприятия.

5.10.5. Запрещается сброс в отвалы не предусмотренных проектом сточных и других вод, а также складирование не предусмотренных проектом материалов.

5.10.6. Длина надводного пляжа в течение всего срока эксплуатации намывного гидротехнического сооружения должна соответствовать заданной проектом для каждого яруса намыва. При отсутствии в проекте контролируемой длины надводного пляжа, она должна быть не менее 50 м.

5.10.7. При выпуске пульпы на пляж для исключения перелива на гребень и низовой откос дамбы, превышение гребня первичной дамбы и дамб обвалования у верхового откоса над пляжем должно быть не менее диаметра пульповыпуска, но не менее 0,5 м.

5.10.8. Прокладка в теле дамбы параллельно ее оси напорных трубопроводов запрещается. Прокладка напорных трубопроводов сквозь тело дамбы возможна только при условии создания противодиффузионной диафрагмы.

5.10.9. Местные просадки дамб, вызывающие опасность перелива воды через гребень, должны незамедлительно заделываться грунтом, из которого отсыпана дамба. Плотность используемого грунта должна быть не ниже заданной в проекте для тела дамбы.

5.10.10. Нарушенное крепление верхового откоса в районе отстойного пруда должно восстанавливаться в соответствии с проектом каменной наброской из водостойкого и морозостойкого камня.

5.10.11. При нарушении сплошности тела дамбы, значительных оползнях откосов или деформациях, вызывающих угрозу прорыва и растекания намытых золошлаков и шламов, сброс пульпы должен быть немедленно прекращен и выполнены мероприятия согласно плану ликвидации аварий. Последующая подача пульпы допускается только после полного завершения ремонтных работ и приемки их комиссией с участием представителей организации, разработавшей рабочую документацию на строительство сооружений.

5.10.12. Намыв золошлакового материала должен осуществляться по разработанному технологическому регламенту с учетом обеспечения надежности и безопасной эксплуатации.

5.10.13. Для обеспечения безопасной эксплуатации водозаборных и водосбросных сооружений требуется:

ежедневно контролировать отметку уровня воды в отстойном пруду, а во время паводков – каждую смену;

поддерживать у водозаборов заданную проектом глубину воды и напор над порогом водослива;

своевременно производить наращивание порога водослива в водоприемных окнах колодцев, не допускать попадания в них посторонних предметов и пульпы.

5.10.14. Натурные наблюдения должны включать контроль:

соответствия значений контролируемых параметров их критериальным значениям;

состояния всего комплекса сооружений;

соблюдения технологии заполнения и намыва;

вертикальных и горизонтальных деформаций ограждающих сооружений;

фильтрационного режима;

геотехнический контроль качества намываемых отходов;

качества поступающих отходов, осветленной и дренажной воды;

водного баланса;

уровня воды в отстойном пруду и отходов в отвале;

влияния отвалов на окружающую среду.

5.10.15. Запрещается эксплуатация отвалов, от пыления которых запыленность атмосферного воздуха за пределами установленной проектом санитарной зоны превышает предельно допустимую.

Технические освидетельствования при необходимости должны сопровождаться специальными исследованиями и расчетами на предмет соответствия фактического состояния сооружения критериальным показателям.

По результатам технических освидетельствований следует разрабатывать программу обследований с привлечением специализированных организаций и органов государственного надзора.

5.11. Требования безопасности при капитальном ремонте

5.11.1. Капитальный ремонт эксплуатируемого ГТС необходимо производить по проектной документации на основании технических решений, учитывающих его состояние, уровень безопасности, а также возможное изменение условий работы.

5.12. Обеспечение безопасности окружающей среды при эксплуатации

5.12.1 В процессе эксплуатации ГТС должны осуществляться природоохранные мероприятия в соответствии с экологическими и природоохранными требованиями национальных законов и действующих нормативных документов.

5.12.2. Собственники (эксплуатирующие организации) должны обеспечивать минимизацию отрицательного воздействия ГТС на окружающую среду в процессе их эксплуатации, а также обязаны содействовать и участвовать в проведении и осуществлении инженерно-технических мероприятий по совершенствованию защиты окружающей среды.

VI. Требования безопасности к гидротехническим сооружениям электрических станций при их консервации и ликвидации

6.1. Консервация и ликвидация ГТС должны производиться на основании специально разработанной проектной документации, предусматривающей безопасность производства работ по консервации и ликвидации, экологическую и иные виды безопасности консервируемого или ликвидируемого объекта. Работы по консервации или ликвидации должны обеспечивать выполнение проектных решений по обеспечению уровня риска аварий ГТС.

ГТС, в том числе и недостроенные, дальнейшая эксплуатация которых невозможна и которые не подлежат реконструкции, капитальному ремонту или восстановлению и могут оказать негативное воздействие на окружающую среду или представляют угрозу жизни и здоровью людей, имуществу физических и юридических лиц, подлежат ликвидации.

Ликвидация ГТС должна осуществляться следующими способами:

- использование по иному назначению, в том числе путем перестройки;
- уничтожение, в том числе путем полной ликвидации;
- частичное уничтожение.

Обеспечение безопасности ГТС, которые подлежат консервации или ликвидации, осуществляется собственником ГТС или эксплуатирующей организацией в соответствии с разрешением на консервацию или на вывод из эксплуатации ГТС с целью их ликвидации, а также в соответствии с предписанием органа государственного надзора о консервации или ликвидации ГТС.

6.2. В случае, когда длительность консервации ГТС превысила или может превысить сроки, предусмотренные проектной документацией, и возникла или может

возникнуть угроза причинения вреда имуществу, жизни или здоровью людей, окружающей среде, должны быть разработаны и реализованы дополнительные меры безопасности, уменьшающие риск аварий.

6.3. При ликвидации электростанций их ГТС (конструктивные элементы и территория) должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья людей, прилегающих городских и сельских поселений, объектов инфраструктуры, в том числе зданий и сооружений, охрану окружающей среды, включая растительный и животный мир.

6.4. Ликвидация ГТС электростанций считается завершенной после освидетельствования таких ГТС и их территорий комиссией, в состав которой в обязательном порядке входят представители собственника ГТС электростанций или эксплуатирующей организации, представители уполномоченного органа исполнительной власти по надзору в области безопасности ГТС и органов исполнительной власти по надзору в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций и, при необходимости, специалисты научных и иных специализированных организаций, и принятия указанной комиссией акта о ликвидации ГТС в соответствии с национальным законодательством.

6.5. При консервации и ликвидации ГТС должны осуществляться природоохранные мероприятия в соответствии с экологическими и природоохранными требованиями национальных законов и действующих нормативных документов.

6.6. В процессе консервации и ликвидации ГТС должны обеспечивать минимизацию отрицательного воздействия ГТС на окружающую среду, а также обязаны содействовать и участвовать в проведении и осуществлении инженерно-технических мероприятий по совершенствованию защиты окружающей среды.

VII. Оценка соответствия

7.1. Оценка соответствия гидротехнических сооружений при проектировании

7.1.1. ГТС подлежат обязательной оценке соответствия.

7.1.2. Оценка соответствия ГТС требованиям настоящего технического регламента при проектировании осуществляется в форме:

- государственной экспертизы результатов инженерных изысканий и проектной документации, в том числе декларации безопасности ГТС;
- разрешения на строительство.

7.2. Оценка соответствия гидротехнических сооружений при строительстве и вводе в эксплуатацию

7.2.1. Оценка соответствия ГТС требованиям настоящего технического регламента при строительстве и вводе в эксплуатацию осуществляется в форме:

- государственного строительного надзора;
- технического надзора заказчика;

- авторского надзора проектной документации;
- испытаний отдельных конструкций и (или) сооружения в целом (если эти испытания предусмотрены проектной документацией).
- декларации безопасности гидротехнических сооружений (для ввода в эксплуатацию);
- государственной экспертизы декларации безопасности ГТС;
- разрешения на ввод в эксплуатацию.

7.3. Оценка соответствия гидротехнических сооружений при эксплуатации

7.3.1. Оценка соответствия ГТС требованиям настоящего технического регламента при эксплуатации осуществляется в форме:

- эксплуатационного контроля;
 - государственного контроля (надзора);
 - декларации безопасности ГТС;
 - государственной экспертизы декларации безопасности ГТС;
 - разрешения на эксплуатацию.
-

**Приложения к техническому регламенту
"О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций"**

Приложение 1
Таблица 1

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от мощности электрических станций

№ п/п	Объекты гидротехнического строительства	Класс сооружений
1.	Гидротехнические сооружения гидравлических, гидроаккумулирующих, приливных и тепловых электростанций установленной мощностью, МВт: более 1000 от 300 до 1000 от 10 до 300 10 и менее	I II III IV
2.	Гидротехнические сооружения атомных электростанций независимо от мощности	I

Таблица 2

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований

Сооружения	Тип грунтов оснований	Высота сооружений, м, при их классе			
		I	II	III	IV
1. Плотины из грунтовых материалов	А	более 80	от 50 до 80	от 20 до 50	менее 20
	Б	более 65	от 35 до 65	от 15 до 35	менее 15
	В	более 50	от 25 до 50	от 15 до 25	менее 15
2. Плотины бетонные, железобетонные; подводные конструкции зданий гидроэлектростанций; судоходные шлюзы; судоподъемники и другие сооружения, участвующие в создании напорного фронта	А	более 100	от 60 до 100	от 25 до 60	менее 25
	Б	более 50	от 25 до 50	от 10 до 25	менее 10
	В	более 25	от 20 до 25	от 10 до 20	менее 10
3. Подпорные стены	А	более 40	от 25 до 40	от 15 до 25	менее 15
	Б	более 30	от 20 до 30	от 12 до 20	менее 12
	В	более 25	от 18 до 25	от 10 до 18	менее 10
4. Ограждающие сооружения хранилищ жидких отходов (золошлакохранилищ и др.)	А, Б, В	Более 50	От 20 до 50	От 10 до 20	10 и менее
Примечание: Грунты: А - скальные; Б - песчаные, крупнообломочные и глинистые в твердом и полутвердом состоянии; В - глинистые водонасыщенные в пластичном состоянии.					

Таблица 3

Класс защитных сооружений

Защищаемые территории и объекты	Максимальный расчетный напор, м. на водонапорное сооружение при классе защитного сооружения			
	I	II	III	IV
1. Селитебные территории (населённые пункты) с плотностью жилого фонда на территории возможного частичного или полного разрушения при аварии на водоподпорном сооружении, м ² на 1 га: свыше 2500 от 2100 до 2500 от 1800 до 2100 менее 1800	свыше 5 свыше 8 свыше 10 свыше 15	до 5 до 8 до 10 до 15	до 3 до 5 до 8 до 10	- до 2 до 5 до 8
2. Объекты оздоровительно-рекреационного и санитарного назначения (не попадающие в п. 1)	-	св. 15	до 15	до 10
3. Предприятия и организации с суммарным годовым объёмом производства и/или стоимостью единовременно хранящейся продукции, млн. МРОТ свыше 50 от 10 до 50 менее 10	свыше 5 свыше 8 свыше 8	до 3 до 5 до 8	до 2 до 3 до 5	- до 2 до 3
4. Памятники культуры и природы	свыше 3	до 3	-	-
Примечание: МРОТ – минимальный размер оплаты труда, действующий на момент разработки проекта, определяемый национальным законодательством.				

Таблица 4

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных аварий

Класс	Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии, чел.	Число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии, чел.	Размер возможного материального ущерба, без учета убытков владельца, млн. МРОТ	Характеристика территории распространения чрезвычайной ситуации, возникшей в результате аварии
1	2	3	4	5
I	более 3 000	более 20 000	более 50	В пределах территории двух и более административно-территориальных единиц высшего уровня
II	от 500 до 3 000	от 2 000 до 20 000	от 10 до 50	В пределах территории одной административно-территориальной единицы высшего уровня
III	менее 500	менее 2 000	от 1 до 10	В пределах территории одной административно-территориальной единицы следующего уровня
IV			менее 1	--""--
<p>Примечания</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Возможные ущербы от аварии гидротехнических сооружений определяются на момент разработки проекта. 2. МРОТ – минимальный размер оплаты труда, действующий на момент разработки проекта, определяемый национальным законодательством. 3. Уровни административно-территориального деления определяются национальным законодательством. 				

Категории ответственности гидротехнических сооружений

1. К первой категории ответственности относятся:

- все ГТС I класса,

- ГТС II, III и IV классов, аварии которых могут привести к причинению вреда жизни и здоровью людей при общем количестве пострадавших более 50 человек или к необходимости временного переселения в связи с нарушением условий жизнедеятельности более 300 человек,

- ГТС II, III и IV классов, в результате аварии которых может быть причинен вред окружающей среде, государственному имуществу, имуществу физических и юридических лиц (кроме имущества, принадлежащего собственнику ГТС, на которых произошла указанная авария), оцениваемый методами расчета по укрупненным показателям в сумме, превышающей 10 млн. долларов США.

2. Ко второй категории ответственности относятся:

- все ГТС II класса, кроме отнесенных к первой категории ответственности,

- ГТС III и IV классов, аварии которых могут привести к причинению вреда жизни и здоровью людей при общем количестве пострадавших от 10 до 50 человек или к необходимости временного переселения в связи с нарушением условий жизнедеятельности от 100 до 300 человек,

- ГТС III и IV классов, в результате аварии которых может быть причинен вред окружающей среде, государственному имуществу, имуществу физических и юридических лиц (кроме имущества, принадлежащего собственнику ГТС, на которых произошла указанная авария), оцениваемый методами расчета по укрупненным показателям в сумме от 1 до 10 млн. долларов США,

3. К третьей категории ответственности относятся:

- все ГТС III класса, за исключением отнесенных к первой и второй категориям ответственности,

- ГТС IV класса, аварии которых могут привести к причинению вреда жизни и здоровью людей при общем количестве пострадавших до 10 человек или к необходимости временного переселения в связи с нарушением условий жизнедеятельности от 20 до 100 человек,

- ГТС IV класса, в результате аварии которых может быть причинен вред окружающей среде, государственному имуществу, имуществу физических и юридических лиц (кроме имущества, принадлежащего собственнику ГТС, на которых произошла указанная авария), оцениваемый методами расчета по укрупненным показателям в сумме от 0,05 до 1 млн. долларов США.

4. К четвертой категории ответственности относятся:

- все ГТС IV класса, не отнесенные к более высоким категориям ответственности.

При последующем декларировании безопасности ГТС категория ответственности этого сооружения может быть уточнена органом государственного надзора, на основании представляемого одновременно с декларацией безопасности ГТС расчета вероятного вреда, который может быть причинен в результате его аварии.

Виды нагрузок и воздействий на гидротехнические сооружения

№ п/п	Наименование нагрузок и воздействий	Примечание
1	2	3
1	<p>Постоянные и временные (длительные и кратковременные):</p> <p>а) собственный вес конструкции и сооружения;</p> <p>б) вес постоянного технологического оборудования (затворов, турбин, генераторов, насосов, трансформаторов и др.), месторасположение которого на сооружении не изменяется в процессе эксплуатации;</p> <p>в) давление воды непосредственно на поверхности сооружения и основания; силовое воздействие фильтрующейся воды, включающее объёмные силы фильтрации и взвешивания в водонасыщенных частях сооружения и основания и противодействие на границе водонепроницаемой части сооружения при нормальном подпорном уровне и нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств;</p> <p>г) вес грунта и его боковое давление; горное давление; давление грунта, возникающее вследствие деформации основания и конструкции, вызываемой внешними нагрузками и температурными воздействиями;</p> <p>д) давление от намывтого материала;</p> <p>е) давление отложившихся наносов;</p> <p>ж) нагрузки от предварительного напряжения конструкций;</p> <p>з) нагрузки, вызванные избыточным поровым давлением в условиях незавершённой консолидации водонасыщенного грунта при нормальном подпорном уровне и нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств;</p> <p>и) температурные воздействия строительного и эксплуатационного периодов, определяемые для года со средней амплитудой колебания среднемесячных температур наружного воздуха;</p> <p>к) нагрузки от перегрузочных и транспортных средств и складированных грузов, а также другие нагрузки, связанные с эксплуатацией сооружения;</p> <p>л) нагрузки и воздействия от волн, устанавливаемые в соответствии с их ежегодной вероятностью превышения в зависимости от класса сооружения;</p> <p>м) нагрузки от льда толщиной, устанавливаемой в соответствии с их ежегодной вероятностью превышения в зависимости от класса сооружения;</p>	

	<p>н) снеговые и ветровые нагрузки;</p> <p>о) нагрузки от подъёмных и других механизмов (мостовых и подвесных кранов и т.п.) и перемещаемых ими грузов;</p> <p>п) давление от гидравлического удара в период нормальной эксплуатации;</p> <p>р) динамические нагрузки при пропуске расходов по безнапорным и напорным водоводам при нормальном подпорном уровне.</p>	
2	<p>Особые:</p> <p>с) давление воды непосредственно на поверхность сооружения и основания; силовое воздействие фильтрующейся воды, включающее объёмные силы фильтрации и взвешивающие силы в водонасыщенных частях сооружения и основания и противодействие на границе водонепроницаемой части сооружения; нагрузки, вызванные избыточным поровым давлением в условиях незавершенной консолидации водонасыщенного грунта при форсированном уровне верхнего бьефа, соответствующем максимальным расходам воды расчетной вероятности превышения поверочного расчетного случая и при нормальной работе противифльтрационных или дренажных устройств или при нормальном подпорном уровне верхнего бьефа, соответствующем максимальным расходам воды расчетной вероятности основного расчетного случая и нарушения нормальной работы противифльтрационных или дренажных устройств;</p> <p>т) температурные воздействия строительного и эксплуатационного периодов, определяемые для года с наибольшей амплитудой колебания среднемесячных температур наружного воздуха;</p> <p>у) нагрузки и воздействия от волн для особых условий волнения;</p> <p>ф) нагрузки и воздействия от ледяного покрова при прорыве заторов и зажоров на реках и для особых ледовых условий в акваториях морей, озер и водохранилищ;</p> <p>х) давление от гидравлического удара при полном сбросе нагрузки;</p> <p>ц) динамические нагрузки при пропуске расходов по безнапорным и напорным водоводам при форсированном уровне верхнего бьефа;</p> <p>ч) сейсмические воздействия;</p> <p>ш) динамические нагрузки от взрывов;</p> <p>щ) гидродинамическое и взвешивающее воздействия, обусловленные цунами.</p>	

Ежегодные вероятности P , %, превышения расчетных максимальных расходов воды

Расчетные случаи	Классы сооружений			
	I	II	III	IV
Основной	0,1	1,0	3,0	5,0
Поверочный	0,01 ^{*)}	0,1	0,5	1,0

^{*)} поверочный расход принимается увеличенным на значение гарантийной поправки ΔQ , которое определяется в зависимости от гидрологической изученности реки и принятого вероятностного закона распределения максимальных расходов воды.

Примечание: 1. Количественные оценки элементов гидрологического режима (расчетные гидро-логические характеристики) следует определять основываясь на данных многолетних гидрометеорологических наблюдений. При их отсутствии допускается производить пересчет данных на реках аналогах.

2. При проектировании речных гидротехнических сооружений I класса, особенно размещаемых в районах активной циклонической деятельности, рекомендуется в качестве расхода поверочного расчетного случая принимать расход, определенный по методике вероятного максимального паводка.

**Назначение расчетных максимальных расходов
воды для проектируемых гидроузлов в каскаде**

Расположение проектируемого гидроузла в каскаде	Класс проектируемого гидроузла выше класса существующего гидроузла	Класс проектируемого гидроузла ниже класса существующего гидроузла
1	2	3
Проектируемый гидроузел расположен ниже существующего	Расходы основного и поверочного случаев принимаются в соответствии с классом проектируемого гидроузла.	Расходы основного и поверочного случаев принимаются равными сумме расходов основного расчетного случая существующего гидроузла и расходов боковой приточности на участке между гидроузлами для основного и поверочного случаев в соответствии с классом проектируемого гидроузла.
Проектируемый гидроузел расположен выше существующего	Расходы основного и поверочного случаев принимаются в соответствии с классом проектируемого гидроузла. Пропускная способность существующего гидроузла должна быть приведена в соответствие с суммой расходов основного расчетного случая проектируемого гидроузла и расходов боковой приточности на участке между гидроузлами для основного и поверочного случаев, отвечающих классу существующего гидроузла.	Расходы основного и поверочного случаев принимаются равными соответствующим расходам существующего гидроузла за вычетом расходов боковой приточности на участке между гидроузлами, отвечающих классу существующего гидроузла.

Примечания: 1. При одновременном проектировании гидроузлов, являющихся ступенями одного каскада, под существующим следует понимать гидроузел, ввод которого в эксплуатацию намечается раньше.

2. Для каскадов, состоящих из 3-х и более гидроузлов, описанная в таблице процедура должна выполняться последовательно для каждой пары гидроузлов сверху вниз по течению реки.

Вероятности превышения расчетных максимальных расходов воды для периода временной эксплуатации постоянных сооружений

Расчетная длительность периода временной эксплуатации сооружений T , лет	Класс сооружения			
	I	II	III	IV
1	1,0	3,0	5,0	7,0
2	0,5	3,0	5,0	7,0
5	0,2	2,0	5,0	7,0
10	0,1	1,0	3,0	5,0

УТВЕРЖДЕНА

Решением Электроэнергетического
Совета СНГ

Протокол № 40 от 21 октября 2011 года

**Структура Сборника
нормативных правовых документов государств-участников СНГ
в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики***

01. Азербайджанская Республика

Законы.

Государственные программы.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Кабинета Министров.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

02. Республика Армения

Законы.

Государственные программы.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Правительства.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

03. Республика Беларусь

Законы.

Государственные программы.

*Нормативные правовые акты в разделах (подразделах) располагаются в хронологическом порядке. При наличии приводятся все последующие изменения нормативных правовых актов.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Совета Министров.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

04. Республика Казахстан

Кодексы, законы и указы Президента, имеющие силу закона.

Государственные программы.

Нормативные указы Президента.

Нормативные постановления Правительства.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Официальные разъяснения уполномоченных государственных органов (толкования, комментарии).

05. Кыргызская Республика

Законы.

Государственные программы.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Правительства.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

06. Республика Молдова

Законы.

Государственные программы.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Правительства.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

07. Российская Федерация

Законы.

Государственные программы.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Правительства.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

08. Республика Таджикистан

Законы.

Государственные программы.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Правительства.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

09. Туркменистан

Законы.

Государственные программы.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Правительства.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

10. Республика Узбекистан

Законы.

Государственные программы.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Кабинета Министров.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

11. Украина

Законы.

Государственные программы.

Нормативные правовые акты Президента.

Нормативные правовые акты Кабинета Министров.

Нормативные правовые акты органов исполнительной власти (ведомственные акты).

Международные договоры (в т.ч. заключенные в рамках интеграционных объединений и организаций).

Акты официальных разъяснений действующих норм (толкования, разъяснения и пр. судов).

УТВЕРЖДЕНА

Решением Электроэнергетического
Совета СНГ

Протокол № 40 от 21 октября 2011 года

**Рекомендуемая форма соглашения
по организации обмена неоперативной технологической и статистической
информацией, используемой для обеспечения параллельной работы**

_____ (наименования государств)

_____, в лице

_____ (наименование организации)

_____ (должность и Ф.И.О. уполномоченного лица)

действующего на основании _____,

_____ в лице,

_____ (наименование организации)

_____ (должность и Ф.И.О. уполномоченного лица)

действующего на основании _____,

_____ в лице,

_____ (наименование организации)

_____ (должность и Ф.И.О. уполномоченного лица)

действующего на основании _____,

именуемые в дальнейшем «Стороны», заключили Соглашение по организации обмена неоперативной технологической и статистической информацией, используемой для обеспечения параллельной работы (далее – Соглашение) о нижеследующем:

1. Предмет Соглашения

1.1. Предметом Соглашения является обмен между Сторонами неоперативной технологической и статистической информацией (далее – информацией), используемой для обеспечения параллельной работы и для организации работ по обеспечению надежной эксплуатации первичного оборудования, функционирования систем автоматического управления (систем режимной и противоаварийной автоматики, релейной защиты) и автоматизированных систем технологического управления энергосистем Сторон.

1.2. Соглашение регламентирует взаимоотношения Сторон по обмену информацией между ними.

1.3. Обмен технологической информацией между Сторонами может осуществляться напрямую, а также по взаимному согласию Сторон через системы обмена технологической информацией иных субъектов.

1.4. Соглашение устанавливает порядок взаимодействия Сторон на добровольных началах, вследствие совместной заинтересованности в обмене актуальной информацией.

2. Организация обмена неоперативной технологической информацией

2.1. Виды неоперативной технологической информации

Фрагменты схемы замещения прямой и нулевой последовательностей рассчитываемого участка сети. Эквивалентные параметры схемы замещения энергосистемы Стороны, примыкающей к межгосударственной линии электропередачи. Точки эквивалентирования определяются Стороной, запрашивающей эквивалентные параметры (как правило, по первому поясу примыкающих элементов схемы замещения для проверки выполнения условий обеспечения дальнего резервирования).

Токи и напряжения аварийного режима в точках эквивалентирования и ветвях схемы замещения первого пояса, примыкающего к точкам эквивалентирования для сверки значений противоположной Стороной.

Параметры межгосударственных линий электропередачи (Приложение 1).

Инструкции по оперативному обслуживанию релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА) и режимной автоматики, регистраторов аварийных событий (РАС), средств определения места повреждения (ОМП) межгосударственной линии электропередачи.

Параметры электрооборудования подстанций и электростанций, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи.

Перечень устройств РЗА и ПА, РАС и приборов ОМП на межгосударственных линиях электропередачи и параметры их срабатывания.

Данные о типах устройств РЗ и ЛА (ПА), установленных на присоединениях, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи, а также уставки резервных защит этих присоединений.

Данные записей (включая осциллограммы) приборов ОМП, РАС и микропроцессорных устройств РЗА межгосударственных линий электропередачи.

Данные записей переходных режимов от устройств системы мониторинга переходных режимов (СМПП).

Иная информация, способствующая повышению надежности и эффективности работы электрооборудования объектов Сторон, не противоречащая законодательству государственной принадлежности Сторон в области разглашения коммерческой и секретной информации.

2.2. Системы обмена технологической информацией между Сторонами

Обмен технологической информацией обеспечивается посредством следующих систем:

- специализированными системами передачи телеизмерений параметров режима и систем регистрации аварийных событий;
- системами оперативно-диспетчерской и производственно-технологической телефонной связи;
- системами обмена другими видами технологической информации, в частности, системой межмашинного обмена, электронной почтой, Web-обменом, и др.

3. Организация обмена статистической информацией

В целях совершенствования параллельной работы энергосистем, Стороны могут обмениваться необходимыми видами статистической информации из приведенных ниже:

- информация о производстве, потреблении, экспорте и импорте электроэнергии;
- информация о применении Сторонами технологий, позволяющих поддерживать нормативные характеристики электрооборудования и способствующих продлению срока его эксплуатации;
- сведения о структуре генерации и об установленной мощности электростанций, видах использования топлива и его удельных расходах;
- информация о текущем состоянии электроэнергетической отрасли и основных проблемах и перспективах развития;
- информация о новых вводах и выводе из эксплуатации основного электроэнергетического оборудования;
- информация о потерях электроэнергии в электрических сетях общего назначения.

Указанной выше статистической информацией Стороны обмениваются ежегодно до 31 марта года, следующего за отчетным.

Кроме того, Стороны могут обмениваться результатами контрольных замеров на межгосударственных объектах электроэнергетики.

4. Порядок организации межсистемного обмена неоперативной технологической информацией

4.1. Передача осциллограмм РАС, МП РЗА, СМПР производится после запуска этих устройств при отключениях межгосударственных линий электропередачи.

4.2. Обмен данными неоперативной технологической информацией может производиться по запросу Сторон по мере необходимости.

5. Порядок разграничения зон ответственности при обмене информацией

5.1. Сторона, передающая информацию, обязана обеспечить:

- функционирование средств передачи информации;
- поддержание достоверности переданной информации;
- полноту и достоверность передаваемой информации, за исключением случаев, когда такая информация отнесена к разряду коммерческой или конфиденциальной.

5.2. Сторона, принимающая информацию, обязана обеспечить:

- функционирование средств приема информации;
- целевое использование принятой информации.

6. Ответственность Сторон

6.1. При исполнении настоящего Соглашения Стороны несут ответственность за выполнение обязательств, обозначенных в данном Соглашении.

6.2. Стороны принимают на себя обязательство не разглашать (делать доступной любым третьим лицам, кроме случаев наличия у третьих лиц соответствующих полномочий в силу прямого указания закона либо случаев, когда другая Сторона в письменном виде даст свое согласие на предоставление конфиденциальной информации) информацию, полученную в рамках Соглашения, без согласия Стороны, которая предоставила данную информацию.

7. Заключительные положения

7.1. Соглашение вступает в силу со дня подписания всеми Сторонами и действует в течение 5 лет. В случае, если ни одна из Сторон не направила другим Сторонам предложение о прекращении в соответствии с п.7.3. исполнения

Соглашения, Соглашение автоматически пролонгируется на следующие 5 лет.

7.2. Внесение изменений в Соглашение должно оформляться дополнительными соглашениями.

7.3. Каждая из Сторон вправе отказаться от исполнения Соглашения, письменно уведомив об этом другую(-ие) Сторону(-ы). Отказ одной из Сторон от Соглашения должен быть передан ею другой(-им) Стороне(-ам) не менее чем за полгода до предполагаемой даты расторжения Соглашения.

7.4. В случае принятия законодательными или исполнительными органами государств Сторон решений, препятствующих нормальному исполнению Соглашения в целом или отдельных его статей, Стороны обязаны в месячный срок рассмотреть сложившуюся ситуацию и принять необходимые решения.

7.5. Изменения и дополнения к Соглашению могут быть внесены только по взаимному согласию Сторон в письменной форме.

7.6. Одностороннее внесение изменений и дополнений не допускаются.

7.7. Ни одна из Сторон не имеет право передавать третьим лицам информацию, права и обязанности, которые вытекают из настоящего Соглашения, без письменного согласия другой Стороны.

7.8. Соглашение составлено на русском языке в _ -х экземплярах, имеющих равную юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

8. Реквизиты и подписи Сторон

Приложение 1
к Рекомендуемой форме Соглашения

от " ____ " _____ 20__ г.

Перечень параметров оборудования

Межгосударственные линии электропередачи:

Таблица 1

№п/п	Параметры ВЛ	Значение
1	2	3
1	Диспетчерское наименование ВЛ	
2	Длина ВЛ, км	
3	Допустимый ток ВЛ, А	
4	Поопорная ведомость	См. таблицу 2
5	Количество цепей на опоре	
6	Марка провода по разнородным участкам	
7	Длина провода по разнородным участкам, м	
8	Конструкция фазы (количество проводов в фазе их расположение)	Привести рисунок фазы
9	Усредненная стрела провеса проводов фаз с учетом длины гирлянды изоляторов, м	
10	Марка грозотроса по разнородным участкам	
11	Длина грозотроса по разнородным участкам, м	
12	Количество проводов грозотроса	
13	Способ заземления грозотроса	Указать способ заземления
14	Сопровождающие сопротивления прямой последовательности ВЛ (X, R, G, B)	
15	Сопровождающие сопротивления нулевой последовательности ВЛ(X, R, G, B)	
16	Длины коридоров взаимной индукции ВЛ с другими ВЛ напряжением от 110 кВ и выше находящимися на расстоянии до 500 м от крайнего провода соответствующей ВЛ	См. рис.1
17	Расстояние от точек начала зон взаимной индукции по всем ВЛ до подстанций	
18	Протяженность участков взаимной индукции с указанием расстояний между осями опор ВЛ	
19	Сопровождающие сопротивления взаимной индукции между ВЛ (X_{M0} , R_{M0})	

Поопорная ведомость ВЛ _____ кВ

№ п/п	№ опор эксплуатационные	Шифр опоры	Тип опоры	Длина пролета, м	Расстояние от ПС А, м	Пересечения
	1890	П-2	П	329,74	76330,08	
1	1891	П-2	П	449,51	76779,59	
2	1892	П-2	П	448,30	77227,89	
3	1893	П-2	П	340,19	77568,08	2 ВЛ
4	1894	П-2	П	453,62	78021,70	

ВЛ А-Б

ВЛ 1 – два грозотроса: портал А-оп.1325 АЖС-70/39 с искровыми промежутками;
 оп.1325-портал Б АС-70/72 с искровыми промежутками.
 ВЛ 2 – два грозотроса: портал А-оп.1325 АЖС-70/39 с искровыми промежутками;
 оп.1325-портал Б АС-70/72 с искровыми промежутками.
 ВЛ 3/4 – два грозотроса: портал А-оп.55 АС-70/72 с искровыми промежутками.

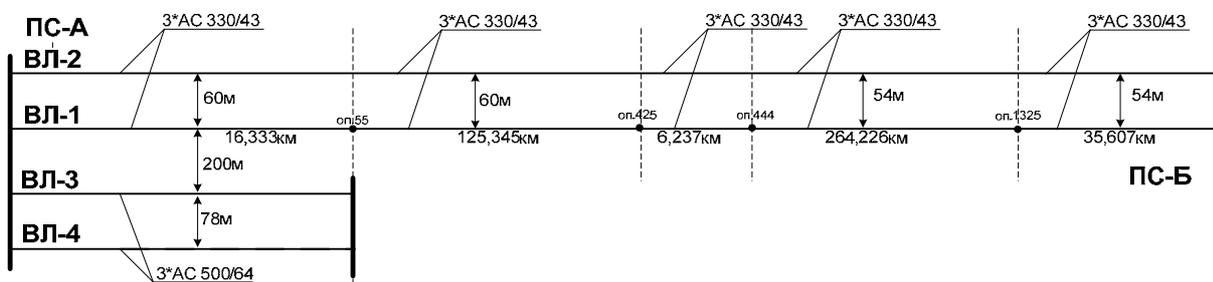
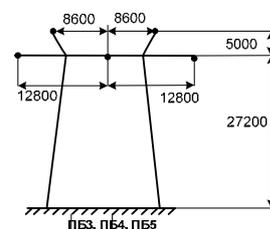


Рисунок 1

УТВЕРЖДЕН
 Решением Электроэнергетического Совета СНГ
 Протокол № 40 от 21 октября 2011 года

**Список лиц, награждаемых
 Почетными грамотами Электроэнергетического Совета СНГ**

1. Членов команд, занявших призовые 1-3-е места (в соответствии с п.п.11.4 и 11.5 Положения о проведении Международных соревнований бригад по обслуживанию линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше национальных энергосистем государств–участников СНГ 2011 года)

**Команда Жигулевского производственного отделения
 филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети",
 Российская Федерация - 1-е место**

БАРХАТКИН Андрей Анатольевич	- Руководитель команды
КУРИН Андрей Павлович	- Член бригады
ТУРИЦЫН Кирилл Владимирович	- Член бригады
СКВОРЦОВ Владимир Васильевич	- Член бригады
ВОЛКОВ Сергей Викторович	- Член бригады
ЗАКИРОВ Сергей Шавкетович	- Член бригады

**Команда Чуйского предприятия высоковольтных электрических сетей
 ОАО "НЭСК", Кыргызская Республика - 2-е место**

ГОРБИН Андрей Александрович	- Руководитель команды
ДАРДАНОВ Абдыбек Нурбекович	- Член бригады
БОСКОБЕЕВ Жолдошбек Картанбаевич	- Член бригады
БОСКОБЕЕВ Айбек Картанбаевич	- Член бригады
ГУЛЯЕВ Сергей Геннадьевич	- Член бригады
АШИРБАЕВ Мелис Исмаилович	- Член бригады

**Команда филиала "Глубокские ЭС" РУП "Витебскэнерго" ГПО "Белэнерго",
Республика Беларусь – 3-е место**

ИЗОИТКО Леонид Георгиевич	- Руководитель команды
ШАНТАР Виталий Вацлавович	- Член бригады
ГУРНОВИЧ Василий Викентьевич	- Член бригады
АТРАХИМОВИЧ Олег Сергеевич	- Член бригады
ЛАВРИНОВИЧ Евгений Леонидович	- Член бригады
ИЗОИТКО Геннадий Егорович	- Член бригады

2. Отличившихся при организации и проведении Соревнований (в соответствии с п.п. 1.5 и Приложением 2 к Протоколу заседания Оргкомитета Международных соревнований профессионального мастерства бригад по обслуживанию линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше национальных энергосистем государств-участников СНГ 2011 года от 23 сентября 2011 года)

УЖАНОВ Александр Евгеньевич	- Директор по информационной политике и коммуникациям ОАО "Холдинг МРСК"
КУЧЕРЕНКО Владимир Иванович	Заместитель Генерального директора по техническим вопросам – Главный инженер ОАО "МРСК Волги"
КОЖЕВНИКОВ Михаил Анатольевич	- Главный инженер филиала ОАО "МРСК Волги" "Пензаэнерго"
ЕФИМОВ Михаил Владимирович	- Начальник Управления технической эксплуатации филиала ОАО "МРСК Волги" "Пензаэнерго"
ГОЛОВИН Александр Иванович	- Начальник Службы надежности и технической безопасности Сердобского производственного отделения филиала ОАО "МРСК Волги" "Пензаэнерго"
КОРОВИН Борис Николаевич	- Начальник Управления делами филиала ОАО "МРСК Волги" "Пензаэнерго"
СУРАЕВА Ирина Дог-Дюновна	- Начальник Управления персоналом филиала ОАО "МРСК Волги" "Пензаэнерго"
СЕЙФУТДИНОВА Нажия Анвяровна	- Заместитель начальника Управления персоналом - начальник отдела экономики, мотивации труда и организационного проектирования филиала ОАО "МРСК Волги" "Пензаэнерго"

РОДИН

Владимир Анатольевич

ЕРМОЛОВ

Владимир
Николаевич

ТУМАНОВ

Александр Германович

- Главный специалист Службы технической эксплуатации филиала ОАО "МРСК Волги" "Пензаэнерго"
- Главный технолог филиала ООО "ЕвроСибЭнерго-инжиниринг" на территории Иркутской области, Главный судья соревнований
- Начальник Службы подготовки и обучения персонала НЭК "Укрэнерго",
Руководитель Секретариата

ОДОБРЕН
Решением Электроэнергетического
Совета СНГ
Протокол № 40 от 21 октября 2011 года

ОТЧЕТ
о деятельности Электроэнергетического Совета
Содружества Независимых Государств
в 2007–2010 годах

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств (далее – ЭЭС СНГ) создан в соответствии с Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года и является органом отраслевого сотрудничества СНГ.

Важнейшее направление деятельности ЭЭС СНГ – создание правового пространства государств – участников СНГ в области электроэнергетики путем формирования и совершенствования нормативно-правовой базы.

Целью деятельности ЭЭС СНГ является проведение совместных и скоординированных действий государств – участников СНГ в области электроэнергетики, направленных на обеспечение устойчивого и надежного электроснабжения экономики и населения государств на основе эффективного функционирования объединения электроэнергетических систем государств – участников СНГ. В состав ЭЭС СНГ входят 11 государств – участников СНГ.

В 2007–2010 годах ЭЭС СНГ и его рабочий орган – Исполнительный комитет осуществляли свою деятельность в соответствии со следующими документами:

Концепция дальнейшего развития Содружества Независимых Государств и План основных мероприятий по ее реализации (приняты Решением Совета глав государств СНГ от 5 октября 2007 года);

План реализации важнейших мероприятий, направленных на развитие и повышение эффективности взаимодействия государств – участников СНГ в экономической сфере в 2003-2010 годах (утвержден Решением Совета глав правительств СНГ от 19 сентября 2003 года);

Стратегия экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года (утверждена Решением Совета глав государств СНГ от 14 ноября 2008 года);

План мероприятий по реализации первого этапа (2009–2011 годы) Стратегии экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года (утвержден Решением Совета глав правительств СНГ от 23 мая 2009 года);

Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики (утверждена Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2009 года);

План первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики (утвержден Решением Совета глав правительств СНГ от 21 мая 2010 года);

Стратегия взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года (утверждена Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 26 мая 2005 года).

Ежегодно Исполнительный комитет ЭЭС СНГ направляет в Исполнительный комитет СНГ информацию о ходе исполнения указанных документов.

Следует отметить особую важность и актуальность для энергетической отрасли государств – участников СНГ Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики и Плана первоочередных мероприятий по ее реализации, в разработке которых активное участие принял ЭЭС СНГ.

Положения Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики являются основой для разработки международных договоров и других международных и внутренних правовых актов государств – участников СНГ, а также межгосударственных целевых программ в энергетической сфере. Концепция основывается на приоритете экономических интересов государств – участников СНГ и направлена на создание условий, обеспечивающих их энергетическую безопасность.

План первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики охватывает весь топливно-энергетический комплекс, включая углеводородные ресурсы, электроэнергетику, а также разработку специальной программы по атомной энергетике.

В него включены мероприятия по повышению эффективности производства и потребления энергии, надежности энергоснабжения и экологической безопасности потребителей в условиях рыночной экономики, осуществлению совместных энергетических программ и их финансированию, созданию условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ

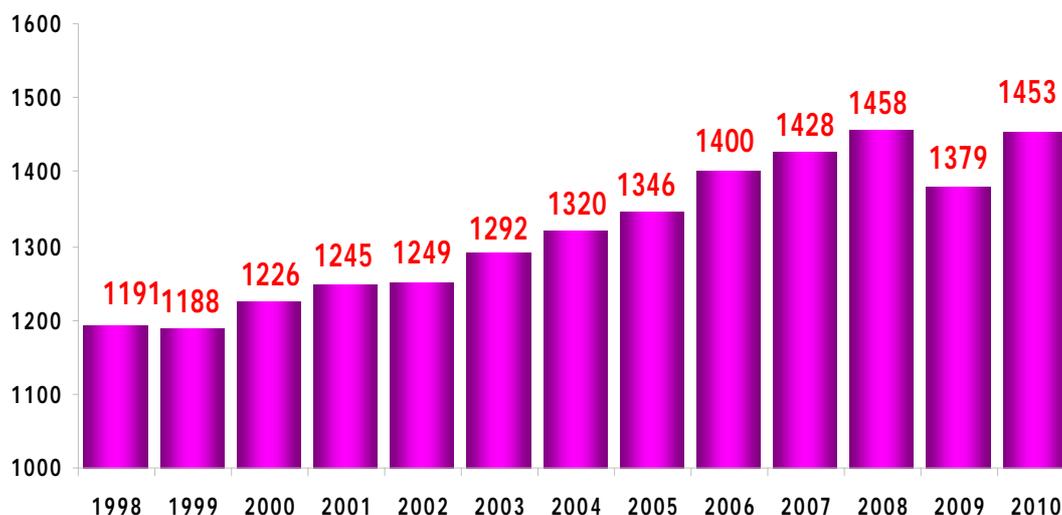
Обеспечение параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ

Базовым международным договором в сфере электроэнергетики является Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года.

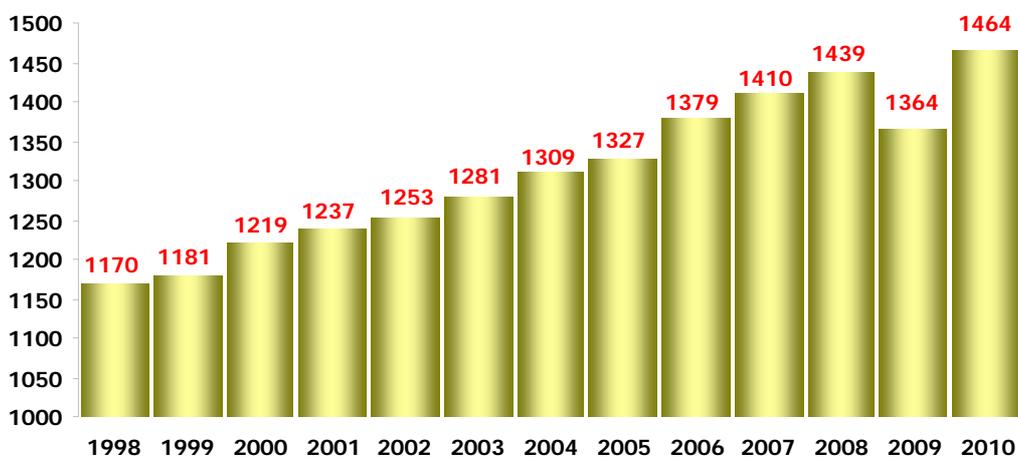
Реализация Договора позволила к 2001 году объединить электроэнергетические системы государств – участников СНГ, в результате чего начали параллельно работать, в том числе периодически, энергосистемы государств – участников СНГ (кроме энергосистемы Республики Армения). Следует отметить, что такого представительства параллельно работающих энергосистем не было даже в период существования СССР, так как объединенная энергосистема Южного Казахстана и стран Центральной Азии работала изолированно от Единой энергосистемы СССР. Параллельно с энергообъединением государств – участников СНГ в настоящее время работают энергосистемы Латвии, Литвы, Эстонии и Монголии. Осуществляется передача и обмен электрической энергией с энергосистемами сопредельных государств – Афганистана, Венгрии, Ирана, Китая, Норвегии, Польши, Словакии, Турции и Финляндии.

Интеграция электроэнергетических систем государств – участников СНГ положительно сказалась на результатах работы отрасли в целом. Начиная с 1999 года функционирование электроэнергетики государств – участников СНГ характеризуется непрерывным ростом суммарного годового производства и потребления электрической энергии. Практически во всех государствах – участниках СНГ, исключая случаи форс-мажорных ситуаций, полностью выполнялись обязательства по снабжению населения, промышленности и других потребителей электрической и

тепловой энергией, а также поставки электрической энергии по межгосударственным договорам.



Производство электроэнергии в объединении энергосистем государств – участников СНГ в 1998–2010 годах (млрд кВт.ч)



Потребление электроэнергии в объединении энергосистем государств – участников СНГ в 1998–2010 годах (млрд кВт.ч)

Исключение составляют итоги работы электроэнергетики СНГ в 2009 году, когда практически во всех энергосистемах государств – участников СНГ имело место снижение производства и потребления электроэнергии. Основной причиной этого снижения является сокращение электропотребления во многих отраслях экономики, связанное с мировым финансово-экономическим кризисом. Потенциально электроэнергетика государств – участников СНГ в настоящее время способна обеспечить необходимый рост выработки электроэнергии в случае восстановления прежних темпов развития экономики.

Актуализация Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ

Следует отметить, что с момента подписания Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ от 25 ноября 1998 года в электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ произошли серьезные преобразования, которые имели универсальный характер и заключались в реформировании отрасли и ее адаптации к условиям функционирования рыночной экономики, использованию рыночных механизмов для развития электроэнергетики. Либерализация отношений в электроэнергетике и реформирование отрасли в разных государствах осуществлялись различными темпами в зависимости от особенностей национальной экономики. При этом особое внимание уделялось вопросам обеспечения безопасности функционирования энергосистем, неразрывно связанной с энергетической безопасностью государств, регулирования государством деятельности естественных монополий в отрасли, создания необходимой в рыночных условиях инфраструктуры (регулирующие органы, арбитражные суды и т.д.).

Реформирование и реструктуризация национальных электроэнергетических систем, формирование национальных электроэнергетических рынков, имеющих различия в структуре и уровне развития, появление возможности почасового учета коммерческих и технических перетоков электроэнергии выдвинули более высокие требования к условиям параллельной работы электроэнергетических систем.

Сложившиеся условия и возникла объективная необходимость актуализации Договора и других нормативных правовых и нормативных технических документов по вопросам обеспечения параллельной работы электроэнергетических систем государств Содружества, а также разработки механизма их реализации.

Доводами в пользу этого являются факторы, с которыми столкнулись многие субъекты параллельной работы энергосистем государств – участников СНГ:

необходимость решения проблемы внеплановых перетоков электроэнергии между энергосистемами государств – участников СНГ как с технической и экономической точек зрения (нарушение графиков перетоков, работа системной автоматики, цены на несанкционированно потребляемую и возвращаемую электрическую энергию и регулируемую мощность), так и с учетом необходимости соблюдения таможенного законодательства государств;

остается практически нерешенной проблема транзита электроэнергии, связанная не только с отсутствием гармонизированной нормативно-правовой базы, несмотря на Соглашение о транзите электрической энергии и мощности государств – участников СНГ от 25 января 2000 года, но и с факторами субъективного характера, не поддающимися урегулированию субъектами электроэнергетики на двусторонней основе;

недостаточно взаимодействие при осуществлении строительства энергетических и электросетевых объектов, изменении топологии сети, влияющих на режимы работы межгосударственных связей, настройку и распределение устройств автоматики и релейной защиты приграничных регионов.

Важную роль при решении указанных проблем должно сыграть повышение ответственности субъектов параллельной работы за выполнение принятых обязательств, в том числе экономической.

С учетом вышеизложенного и в соответствии с пунктом 3.10 Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики в рамках ЭЭС СНГ разработан проект Протокола о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ от 25 ноября 1998 года.

Проект Протокола рассмотрен на 10-м (10–11 сентября 2009 года) и 11-м (18–19 марта 2010 года) заседаниях Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года.

Решением 37-го заседания ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года проект Протокола одобрен и внесен в Исполнительный комитет СНГ для представления в установленном порядке на рассмотрение Совета глав правительств СНГ (п. 3 Протокола 37-го заседания ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года и письмо № 193 от 09.06.10), а также рассмотрен на 39-м заседании ЭЭС СНГ 27 мая 2011 года.

Проект документа рассмотрен на заседании Комиссии по экономическим вопросам 10 августа 2011 года и внесен на рассмотрение Экономического совета СНГ в декабре 2011 года.

Реализация Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ

В соответствии с положениями Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ и в его развитие в рамках Содружества с 2007 по 2010 год принято семь межправительственных соглашений и других нормативных правовых актов, разработанных ЭЭС СНГ, по вопросам формирования общего электроэнергетического рынка, гармонизации таможенных процедур при перемещении электрической энергии через таможенные границы, эксплуатации межгосударственных линий электропередач национальных электроэнергетических систем, энергоэффективности и энергосбережения.

Формирование и совершенствование нормативно-правовой базы в области электроэнергетики

В рамках ЭЭС СНГ принято около 50 документов рекомендательного характера, регламентирующих параллельную работу электроэнергетических систем государств – участников СНГ.

Разработка документов осуществляется Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), Координационным советом по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики, Рабочей группой «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ», Рабочей группой по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ и другими рабочими органами ЭЭС СНГ.

Сложившаяся в ЭЭС СНГ практика разработки проектов документов группами экспертов из представителей государств, специализирующихся по различным направлениям функционирования электроэнергетической отрасли, обеспечивает их

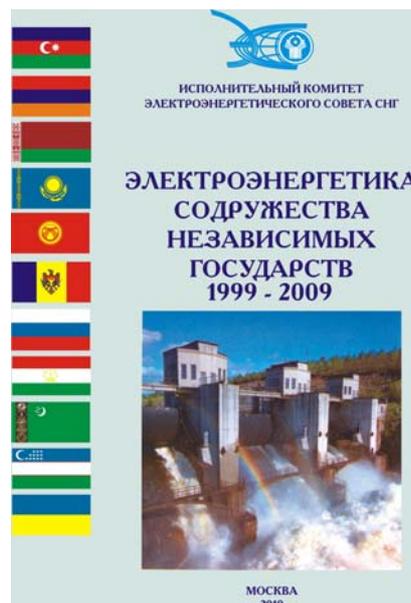
должный профессиональный уровень и способствует налаживанию тесных контактов между специалистами.

Тематика принимаемых ЭЭС СНГ документов разнообразна и затрагивает вопросы взаимоотношений оперативного персонала включенных на параллельную работу энергосистем сопредельных государств; регулирования частоты и перетоков активной мощности; регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности; учета межгосударственных перетоков электроэнергии; системы противоаварийной автоматики и многие другие.

В соответствии с пунктом 3.4 Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики в ближайшей перспективе Электроэнергетический Совет СНГ планирует продолжить работу по подготовке восстановления параллельной работы энергосистемы Республики Армения с объединением энергосистем государств – участников СНГ. Предполагается возобновить деятельность Целевой рабочей группы по подготовке к восстановлению параллельной работы энергосистем Армении и Туркменистана с объединением энергосистем других государств – участников СНГ.

В этой связи следует упомянуть о последствиях выхода Грузии из СНГ. Грузия играла значительную роль в работе ЭЭС СНГ, и ее участие в параллельной работе имеет существенное значение в силу географического расположения и с целью повышения энергетической безопасности государств региона.

Для проведения мониторинга, анализа и подготовки предложений по координации долгосрочных планов развития электроэнергетики государств – участников СНГ ЭЭС СНГ утвердил Порядок формирования прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств – участников СНГ (п. 10.2.3 Протокола 37-го заседания ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года). Планируется ежегодное формирование прогнозных данных, а в 2011 году – издание Информационного бюллетеня о стратегии развития электроэнергетики государств – участников СНГ. Информация о состоянии электростанций и электрических сетей, в том числе межгосударственных, публикуется в ежегодных сборниках Исполнительного комитета ЭЭС СНГ «Электроэнергетика Содружества Независимых Государств».



Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ

В рамках ЭЭС СНГ разработаны Положение о порядке разработки, согласования и утверждения единой для государств – участников СНГ нормативно-технической документации по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем и Порядок разработки, утверждения, финансирования и использования научно-исследовательских работ, организуемых ЭЭС СНГ.

К сожалению, в последние годы государства – участники СНГ не финансируют данное направление сотрудничества, поэтому работа ЭЭС СНГ была

скоординирована, прежде всего в области гармонизации принимаемых государствами технических регламентов в сфере электроэнергетики.

На 30-м заседании ЭЭС СНГ 13 октября 2006 года были одобрены Предложения по формированию системы технического регулирования в области электроэнергетики государств – участников Содружества Независимых Государств (п. 10.5 Протокола 30-го заседания ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 года).

Решения, принятые по указанным Предложениям, будут способствовать соблюдению принципов параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ, эффективному решению проблем энергоснабжения, безопасности энергетических объектов, охраны окружающей среды и скоординированным действиям по гармонизации технических регламентов в области электроэнергетики государств – участников СНГ.

На 37-м заседании ЭЭС СНГ 28 мая 2010 года утвердил Программу разработки технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ (п. 6 Протокола 37-го заседания ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года). Программа направлена на реализацию Перспективного плана основных организационных мероприятий по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года.

Предполагается, что работа над проектами технических регламентов в сфере электроэнергетики будет осуществляться рабочими группами, КОТК и Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ.

В соответствии с Программой за период с 2010 по 2020 годы должны быть разработаны три технических регламента: «О безопасности электрических сетей»; «О безопасности гидротехнических сооружений»; «О единстве измерений при определении количества перемещенной электроэнергии между энергосистемами государств – участников СНГ», а также семь межгосударственных стандартов по охране труда и технике безопасности; организации работы с персоналом; методике оценки качества ремонта энергетического оборудования; методике оценки состояния зданий и сооружений объектов межгосударственных электрических сетей; нормам технологического проектирования для объектов электроэнергетики; методике технической диагностики электрооборудования, в том числе маслonaполненного электрооборудования, коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения и токоведущих частей; нормированию, порядку хранения и использования аварийного запаса электрооборудования электроустановок (подстанций), входящих в состав межгосударственных линий электропередачи.

Решением 39-го заседания ЭЭС СНГ от 27 мая 2011 года утвержден технический регламент «О безопасности электрических сетей».

Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ подготовлены и размещены на интернет-портале регулярно обновляемые:

Реестр нормативных технических документов по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ (зарегистрировано 27 нормативных технических документов, разработанных в рамках ЭЭС СНГ за весь период деятельности).

Предметом принятых нормативных технических документов являются организация и взаимодействие персонала энергосистем сопредельных государств по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций, расследование технологических нарушений на межгосударственных энергетических объектах, размещение и использование резервов мощности для регулирования частоты и напряжения. Кроме того, в них освещены вопросы, касающиеся систем противоаварийной автоматики, релейной защиты и автоматики повторного включения межгосударственных линий электропередач, метрологического обеспечения взаимных перетоков электроэнергии между энергосистемами государств – участников СНГ и по другой тематике. Ряд документов посвящен подготовке персонала, в том числе по организации тренировок диспетчерских кадров, межгосударственных соревнований бригад, занятых на обслуживании электросетевого хозяйства различных классов напряжения;

Реестр нормативных технических документов государств – участников СНГ по обеспечению параллельной работы и системной надежности электроэнергетических систем СНГ и ОЭС Балтии (зарегистрировано около 280 нормативных технических документов, представленных органами управления электроэнергетикой Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Республики Узбекистан и Украины).

Работа в данном направлении проводится Рабочей группой «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ».

Рациональное использование водно-энергетических ресурсов

Попытка решить проблему рационального использования водно-энергетических ресурсов в рамках ЭЭС СНГ не принесла положительных результатов.

Проекты Модельного соглашения о сотрудничестве государств – участников Содружества Независимых Государств в области использования гидроэнергетических ресурсов трансграничных рек и водоемов и Модельного соглашения о сотрудничестве государств – участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения безопасности гидротехнических сооружений и соответствующие проекты решений Совета глав правительств СНГ были разработаны во исполнение Плана мероприятий по реализации Концепции межрегионального и приграничного сотрудничества государств – участников Содружества Независимых Государств от 15 сентября 2004 года (пункт 9 раздела II), в соответствии с Решением 22-го заседания ЭЭС СНГ (пп. 6 пункта 6 Протокола 22-го заседания ЭЭС СНГ от 18 октября 2002 года) и планом НИР-2007, утвержденным Решением 31-го заседания ЭЭС СНГ (пункт 8 Протокола 31-го заседания ЭЭС СНГ от 29 мая 2007 года).

Проекты документов неоднократно рассматривались экспертами на заседаниях Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ» (18 марта, 11 сентября 2008 года и 9 сентября 2009 года), а также были включены в повестки дня 33-го (23 мая 2008 года), 34-го (24 октября 2008 года) и 36-го (24 октября 2009 года) заседаний ЭЭС СНГ, на которых они были всесторонне рассмотрены и обсуждены.

В связи с существенным различием позиций государств Центральной Азии в подходах и принципах решения водно-хозяйственных проблем ЭЭС СНГ на 36-м заседании было принято решение согласиться с предложением Министерства промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики о нецелесообразности разработки в настоящее время указанных модельных соглашений и обратиться в Совет глав правительств СНГ с предложением приостановить работу над проектами до урегулирования вопроса на политическом уровне (пункты 7 и 8 Протокола 36-го заседания ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 года).

Экономический совет СНГ на заседании 5 марта 2010 года принял Решение внести изменения в План мероприятий по реализации Концепции межрегионального и приграничного сотрудничества государств – участников СНГ до 2009 года, исключив разработку проектов указанных модельных соглашений.

Привлечение инвестиций в электроэнергетику

Общий позитивный ход развития электроэнергетики не означает отсутствия серьезных проблем. Одной из таких проблем является необходимость обновления основных фондов, износ которых достиг 60%, что является прямой угрозой энергетической безопасности государств – участников СНГ.

В связи с этим на передний план выдвигаются задачи строительства новых и модернизации существующих электростанций. В период с 1961 по 1985 годы в бывшем СССР ежегодно вводилось в эксплуатацию от 8 до 12 ГВт новых генерирующих мощностей. В последующие годы темпы наращивания генерации снизились более чем в три раза. Для ряда государств – участников СНГ задача наращивания генерирующего потенциала стала приоритетной и включена в принятые планы развития электроэнергетики на период до 2020 года и более отдаленную перспективу.

Реализация поставленных задач напрямую связана с привлечением в электроэнергетику многомиллиардных инвестиций, в том числе и иностранных.

В настоящее время на веб-сайте ЭЭС СНГ формируется страница предложений органов управления электроэнергетикой государств – участников СНГ по привлечению иностранных инвестиций в развитие отрасли. Решением ЭЭС СНГ от 15 октября 2010 года утвержден Макет информации для привлечения инвестиций в объекты электроэнергетики со стороны потенциальных инвесторов мирового сообщества.

В рамках ЭЭС СНГ предпринимаются шаги привлечения заинтересованных организаций к совместному обсуждению проблемы и поиску приемлемых решений.

На 39-м заседании ЭЭС СНГ 27 мая 2011 года вице-президент ООО «Сименс» в России и Центральной Азии – генеральный директор Сектора энергетики О.Буркхард представил сообщение «Современные тенденции в электроэнергетике. Вызовы и ответы», в котором подробно рассказал об инвестициях компании в возобновляемые источники энергии.

Обслуживание межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем государств – участников СНГ и разграничение балансовой принадлежности

ЭЭС СНГ систематически рассматривает вопросы правового урегулирования балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи (МГЛЭП) и обеспечения условий повышения уровня их технического обслуживания.

В рамках проводимой работы 20-го ноября 2009 года подписано межправительственное Соглашение о сотрудничестве государств – участников СНГ в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем. Соглашение подписали шесть государств: Республика Армения, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан и Украина. Республика Беларусь присоединилась к Соглашению с оговоркой по статье 6 (нота МИД Беларуси № 17-29/27113 от 7 декабря 2010 года).

Республика Казахстан не подписала Соглашение в связи с незавершенностью внутригосударственных процедур по его согласованию.

Нота о рассмотрении вопроса о присоединении к Соглашению была направлена Исполнительным комитетом СНГ в Республику Казахстан (№ 3/331 от 30 марта 2010 года). Из государственных органов Республики Казахстан информация о прохождении процедуры присоединения к Соглашению не поступала.

Другое направление работы – разграничение балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи и оформление на них правоустанавливающих документов – испытывает значительные правовые и организационные трудности.

Вопросы признания прав собственности на объекты, построенные до 1 декабря 1990 года, в рамках Содружества Независимых Государств регулируются базовым Соглашением о взаимном признании прав и регулировании отношений собственности от 9 октября 1992 года и двусторонними соглашениями. Имеется специальное Решение Экономического Суда Содружества Независимых Государств № 14/95/С-1/7-96 от 14 марта 1996 года о толковании статей 1 и 2 Соглашения о взаимном признании прав и регулировании отношений собственности от 9 октября 1992 года.

Вопросы признания прав собственности на объекты, построенные после 1 декабря 1990 года, регулируются Соглашением о сотрудничестве в области инвестиционной деятельности от 24 декабря 1993 года.

Информация о состоянии работы по решению вопросов балансового раздела межгосударственных линий электропередачи на октябрь 2010 года поступила в Исполнительный комитет ЭЭС СНГ из органов управления электроэнергетикой и национальных электроэнергетических компаний пяти государств – участников СНГ: Республики Казахстан (АО «KEGOC»), Кыргызской Республики (НЭС «Кыргызстана»), Российской Федерации (Министерство энергетики Российской Федерации), Республики Таджикистан (ОАХК «Барки Точик») и Республики Узбекистан (ГАО «Узбекэнерго»).

Согласно информации работа ведется на двусторонней основе и находится в

следующем состоянии:

Республика Беларусь и Российская Федерация – длительное время остаются неурегулированными вопросы балансовой принадлежности ряда МГЛЭП (по данным Республики Беларусь - 12 линий, по данным Российской Федерации – 11 линий);

Республика Казахстан и Кыргызская Республика (13 линий) – длительное время не могут урегулировать вопрос разграничения балансовой принадлежности ВЛ 500 кВ Фрунзенская-Жамбыл из-за несогласованности правового статуса линии (по остальным МГЛЭП вопросы балансовой принадлежности решены);

Республика Казахстан и Республика Узбекистан (3 линии) – Соглашение о разграничении балансовой принадлежности трех МГЛЭП 220–500 кВ не подписано из-за отсутствия правоустанавливающих документов на участки этих линий на территории Республики Узбекистан. Ранее Республика Узбекистан отложила подписание Соглашения до завершения демаркации государственной границы. По сообщению Республики Казахстан в настоящее время демаркация завершена;

Республика Казахстан и Российская Федерация (63 линии, в том числе 29 линий 220–1150 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» – АО «КЕГОС») – по 29 линиям 220–1150 кВ: подписаны соглашения о разграничении балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности по 24 МГЛЭП; одна ВЛ 220 кВ исключена из списка МГЛЭП; не заключены соглашения по 4 МГЛЭП до урегулирования организационных вопросов. Продолжается работа на двусторонней основе по линиям напряжением 110 кВ и ниже;

Кыргызская Республика и Республика Узбекистан (17 линий) – подготовлены, но не утверждены акты инвентаризации на МГЛЭП, проходящие по сопредельным территориям, достигнута договоренность о взаимном техническом обслуживании участков этих линий;

Кыргызская Республика и Республика Таджикистан (7 линий) – подписаны акты инвентаризации участков МГЛЭП; между правительственными делегациями Сторон достигнута договоренность, что решение по обслуживанию МГЛЭП будет уточнено после завершения работ по демаркации государственных границ;

Республика Таджикистан и Республика Узбекистан (11 линий) – по информации ГАК «Узбекэнерго», утвержденные акты инвентаризации МГЛЭП переданы в Госкомимущество для закрепления прав собственности их участков. Позиция ОАХК «Барки Точик» сводится к тому, что даже в условиях задержки решения вопросов прав собственности необходимо обеспечить безвизовый режим эксплуатации МГЛЭП сопредельных государств (Республика Узбекистан не подписала Соглашение о сотрудничестве государств – участников СНГ в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем);

Республика Узбекистан и Туркменистан – по информации ГАК «Узбекэнерго», подготовлены проекты актов инвентаризации МГЛЭП и переданы на согласование в ГЭК «Туркменэнерго».

ЭЭС СНГ Решением от 15 октября 2010 года (п. 6 Протокола 37-го заседания ЭЭС СНГ) рекомендовал органам управления электроэнергетикой Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Российской Федерации, Республики Таджикистан и Республики Узбекистан продолжить на двусторонней

основе работу по юридическому оформлению правоустанавливающих документов на межгосударственные линии электропередачи с привлечением при необходимости соответствующих уполномоченных органов государственного управления Сторон, а ОАО «ФСК ЕЭС» Российской Федерации и АО «КЕГОС» Республики Казахстан – до конца 2010 года завершить работу по заключению Соглашения о разграничении балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности по семи межгосударственным линиям электропередачи 220 кВ. Данное Соглашение подписано 20 октября 2010 года.

Исполнительному комитету ЭЭС СНГ поручено продолжить мониторинг хода работы по разграничению балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи государств – участников СНГ.

Для продвижения решения вопроса разграничения балансовой принадлежности межгосударственных линий электропередачи и оформления на них правоустанавливающих документов целесообразно, чтобы информация о его состоянии периодически рассматривалась на заседаниях Совета глав правительств СНГ и/или Экономического совета СНГ.

Формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ

В новых экономических условиях одной из стратегических задач ЭЭС СНГ является формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ (далее – ОЭР СНГ).

В период с 2007 по 2010 год в рамках Содружества приняты следующие межгосударственные документы, разработанные ЭЭС СНГ:

1) Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников Содружества Независимых Государств от 25 мая 2007 года.

Соглашение способствует обеспечению поэтапного формирования ОЭР СНГ, направлено на повышение качества обслуживания и обеспечение надежности электроснабжения потребителей, обеспечивает подготовку основных подходов к осуществлению трансграничной торговли электрической энергией и способствует увеличению энергетического потенциала Содружества в целом;

2) Соглашение о гармонизации таможенных процедур при перемещении электрической энергии через таможенные границы государств – участников СНГ от 22 ноября 2007 года.

Целью Соглашения является установление гармонизированных и упрощенных таможенных процедур при перемещении электрической энергии между электроэнергетическими системами государств – участников СНГ;

3) Протокол об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ с прилагаемыми к нему Общими принципами трансграничной торговли электроэнергией в государствах – участниках СНГ (этап 1, стадия 1 формирования ОЭР СНГ) от 21 мая 2010 года.

Протокол разработан в целях определения этапов формирования ОЭР СНГ и установления основных подходов к осуществлению трансграничной торговли

электрической энергией на этапе 1 его формирования в рамках Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ от 25 мая 2007 года. Реализация Протокола обеспечит необходимые условия для формирования и функционирования ОЭР СНГ и будет способствовать расширению торговли электрической энергией, увеличению количества ее участников, повышению надежности электроснабжения и качества обслуживания потребителей в государствах – участниках СНГ.

Общие принципы обеспечивают нормативно-, организационно-правовое, технологическое и финансовое регулирование трансграничной торговли и включают права, обязательства участников торговых отношений и инфраструктурных организаций; порядок осуществления операций, сопутствующих купле-продаже электрической энергии, мощности (резервов мощности); механизмы взаимодействия при осуществлении трансграничной торговли электрической энергией в государствах – участниках СНГ.

В 2007–2010 годах Экономическим советом СНГ были приняты следующие решения, подготовленные ЭЭС СНГ:

Решение от 12 декабря 2008 года «О ходе выполнения Решения Экономического совета СНГ от 3 декабря 2004 года «О положении в гидроэнергетике Республики Таджикистан».

В связи с просьбой Заместителя Премьер-министра Республики Таджикистан Решением Экономического совета СНГ от 3 декабря 2004 года ЭЭС СНГ совместно с Исполнительным комитетом СНГ было поручено проработать и внести на рассмотрение в установленном порядке данный вопрос.

Во исполнение поручения ЭЭС СНГ рассмотрел положение в гидроэнергетике Республики Таджикистан на 27-м (26 мая 2005 года) и 34-м (24 октября 2008 года) заседаниях, на последнем из которых одобрил подготовленный проект Решения Экономического совета СНГ.

Указанный проект Решения и Информация о положении в гидроэнергетике Республики Таджикистан были также рассмотрены на заседаниях Комиссии по экономическим вопросам (5 ноября 2008 года) и Экономического совета СНГ (12 декабря 2008 года).

Решением Экономического совета СНГ приоритетной задачей государств – участников СНГ признано достижение договоренностей по вопросам рационального освоения и использования водно-энергетических ресурсов. ЭЭС СНГ поручено принять участие в разработке соответствующих предложений. Кроме того, в Решении зафиксирована просьба к правительствам государств – участников СНГ принять необходимые меры для возобновления подписания ежегодных протоколов по взаимным поставкам водных и водно-энергетических ресурсов государств Центрально-Азиатского региона, а также заключения договоров по использованию водно-энергетических ресурсов Сырдарьинского и Амударьинского бассейнов рек в вегетационный и осенне-зимний периоды;

Решение от 12 декабря 2008 года «О ходе выполнения Соглашения о сотрудничестве государств – участников СНГ в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года и Решения Экономического совета СНГ от 11 марта 2005 года «Об основных направлениях и

принципах взаимодействия государств – участников СНГ в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения»;

Решение от 5 марта 2010 года о внесении изменения в План мероприятий по реализации Концепции межрегионального и приграничного сотрудничества государств – участников СНГ до 2009 года.

В указанные годы ЭЭС были приняты следующие нормативные правовые и нормативные технические документы:

Общие принципы взаимодействия системных операторов в условиях общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2007 года);

Положение о взаимоотношениях оперативного персонала включенных на параллельную (синхронную) работу энергосистем сопредельных государств (утверждено Решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2007 года);

Типовая инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии (утверждена Решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2007 года);

Правила планирования графиков перетоков электроэнергии (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2007 года);

Правила регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2007 года);

Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 года);

Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии ИКЭС-Р-2008 (утвержден Решением ЭЭС СНГ от 23 мая 2008 года);

Типовой договор о создании и порядке использования резервов ресурсов при параллельной работе электроэнергетических систем государств – участников СНГ (одобрен Решением ЭЭС СНГ от 23 мая 2008 года);

Унифицированный формат макета обмена данными по учету межгосударственных перетоков электроэнергии (утвержден Решением ЭЭС СНГ от 23 мая 2008 года);

Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 23 мая 2008 года);

Метрология. Термины и определения в электроэнергетики (РМГ 29-99) (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 23 мая 2008 года);

Основные рекомендации по измерениям перетоков мощности (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 24 октября 2008 года);

Методика определения и отнесения потерь в межгосударственных линиях электропередачи (утверждена Решением ЭЭС СНГ от 24 октября 2008 года);

Основные технические рекомендации к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2009 года);

Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности (утверждена Решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2009 года);

Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2009 года);

Положение о релейной защите (РЗ) и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов (АТ) (утверждено Решением ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 года);

Перечень основных нормативно-технических и организационно-распорядительных документов, разработанных в рамках КОТК, рекомендуемых в качестве дополнительных при проверке знаний руководящего и оперативного персонала, к должностным обязанностям которого относятся вопросы оперативно-диспетчерского управления режимами работы энергосистем стран СНГ и Балтии (утвержден Решением ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 года);

Технические принципы распределения пропускной способности межгосударственных сечений для целей планирования межгосударственных перетоков и оперативного управления ими (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года);

Типовое положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем (утверждено Решением ЭЭС СНГ от 15 октября 2010 года);

Типовой регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем (утвержден Решением ЭЭС СНГ от 15 октября 2010 года);

Типовое соглашение об организации обмена технологической информацией, необходимой для управления режимами параллельно работающих энергосистем (утверждено Решением ЭЭС СНГ от 15 октября 2010 года).

В рамках ЭЭС СНГ также утверждены:

Перечень нормативных правовых документов ОЭР СНГ, необходимых для практической реализации трансграничной торговли электроэнергией в государствах – участниках СНГ (этап 1, стадия 1 формирования ОЭР СНГ) (Решение ЭЭС СНГ от 29 мая 2009 года).

Перечень предполагает разработку следующих проектов документов:

Порядка определения сечений экспорта-импорта;

Порядка распределения пропускной способности межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта между участниками экспортно-импортной деятельности;

Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии;

Порядка компенсации затрат, связанных с осуществлением транзита/передачи/перемещения электроэнергии через энергосистемы государств – участников СНГ;

Сводный план-график формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ (Решение ЭЭС СНГ от 15 октября 2010 года).

На 37-м заседании ЭЭС СНГ принят за основу Примерный перечень нормативных правовых документов, обеспечивающих формирование и функционирование рынка системных и вспомогательных услуг в рамках общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ (Решение ЭЭС СНГ от 15 октября 2010 года).

Работа проводится в рамках Рабочей группы «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка стран СНГ» в соответствии с пунктами 3.1 и 3.5 Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики.

Организация единого метрологического пространства

В рамках Соглашения об организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, одобренного Решением ЭЭС СНГ (п. 8.2 Протокола 13-го заседания ЭЭС СНГ от 20 августа 1996 года), ЭЭС СНГ принят ряд документов, направленных на повышение точности измерений и снижение небаланса и потерь электроэнергии на межгосударственных линиях электропередачи (п. 9 Протокола 33-го заседания ЭЭС СНГ от 23 мая 2008 года):

Метрология. Термины и определения в электроэнергетике. Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации «Метрология. Основные термины и определения» (РМГ 29-99);

Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи;

Унифицированный формат макета и регламент обмена данными по учету межгосударственных перетоков электроэнергии.

В настоящее время в разработке находятся несколько проектов нормативных документов, направленных на повышение точности измерения количества и качества электроэнергии.

Энергоэффективность, энергосбережение и развитие возобновляемой энергетики

Экономический совет СНГ Решением от 12 марта 2008 года «О ходе выполнения Соглашения о сотрудничестве государств – участников СНГ в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года и Решения Экономического совета СНГ от 11 марта 2005 года «Об Основных направлениях и принципах взаимодействия государств – участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения» рекомендовал ЭЭС СНГ, Межгосударственному совету по стандартизации, метрологии и сертификации и другим органам отраслевого сотрудничества, заинтересованным министерствам и ведомствам государств – участников СНГ интенсифицировать работу в области обеспечения

энергоэффективности и энергосбережения, совершенствования системы стандартизации, сертификации и метрологии, разработки межгосударственных стандартов, определяющих и устанавливающих требования к оборудованию и бытовой технике в части эффективного использования топливно-энергетических ресурсов, проведения соответствующей ценовой политики, обеспечения доступа к отечественным и зарубежным энергоэффективным технологиям, создания единой информационной базы по высокоэффективному энергетическому оборудованию, использования возобновляемых источников.

В целях активизации сотрудничества в области охраны окружающей среды, энергоэффективности, энергосбережения и возобновляемых источников энергии государств – участников СНГ ЭЭС СНГ на 37-м заседании принял Решение о создании Секции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике в рамках Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды (п. 9 Протокола 37-го заседания ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года).

На 38-м заседании утвержден План работы Секции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике в рамках Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды на 2010–2012 годы (пп. 1 пункта 11 Протокола 38-го заседания ЭЭС СНГ от 15 октября 2010 года), который включает следующие мероприятия:

формирование структуры сборника нормативных правовых документов государств – участников СНГ в области энергоэффективности и развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ);

формирование структуры электронного издания по энергоэффективности и развитию ВИЭ;

проведение мониторинга реализуемых проектов в области энергоэффективности и развития ВИЭ в государствах – участниках СНГ и других регионах;

проведение семинаров по обмену опытом реализации проектов в области энергоэффективности и развития ВИЭ (с учетом экономических и экологических аспектов);

анализ инновационной политики государств – участников СНГ в области энергоэффективности и развития ВИЭ;

обзор существующих программ в области развития ВИЭ и энергоэффективности;

проработка вопроса о совместной реализации региональных инновационных проектов в области энергоэффективности и развития ВИЭ в рамках межгосударственных целевых программ сотрудничества государств – участников СНГ, международных программ, осуществляемых Глобальным экологическим фондом, Европейской экономической комиссией, Программой развития ООН и др.;

изучение вопроса о совместном комплексном использовании ресурсной базы и источников ВИЭ в рамках Содружества.

В соответствии с Планом Исполнительный комитет ЭЭС СНГ 23 марта 2011 года провел круглый стол на тему «Возобновляемая энергетика и эффективное использование энергетических ресурсов – потенциал и перспективы инновационного сотрудничества государств Содружества». На круглом столе были рассмотрены

вопросы формирования и реализации государственной политики по поддержке развития возобновляемой энергетики, эффективного использования энергетических ресурсов в государствах – участниках СНГ.

24 марта 2011 года состоялась выездная конференция на Каширскую ГРЭС с участием специалистов государств – участников СНГ – Азербайджанской Республики, Республики Беларусь, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации и Республики Таджикистан.

Специалисты Каширской ГРЭС, ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «ВТИ», ОАО «ИК ЗИОМАР», ОАО «Силовые машины», «Альстом Пауэр Ставан» представили членам делегаций от государств – участников СНГ систему по снижению негативного воздействия предприятия на окружающую среду, систему эффективного использования энергетических ресурсов, другие инновационные решения, в том числе уникальный асинхронизированный турбогенератор, который может использоваться и как управляемый источник реактивной мощности с большим регулировочным диапазоном.

Формирование единого информационного пространства в области энергетики государств – участников СНГ

Важное место в деятельности ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета отведено регулярному обеспечению органов управления электроэнергетикой государств – участников СНГ нормативными, информационными и аналитическими материалами, содержащими сведения о действующих нормативных правовых документах в сфере энергетики, технико-экономических показателях работы энергосистем государств – участников СНГ, тарифной политике и пр.

В 2008–2010 годах изданы Сборник нормативных правовых документов, принятых в рамках Содружества Независимых Государств в области электроэнергетики, в двух частях и Дополнения к Сборнику нормативных правовых документов, принятых в рамках Содружества Независимых Государств в области электроэнергетики (выпуск 1).



Ежегодно издаются сборники, информационные бюллетени и обзоры, в том числе: «Электроэнергетика СНГ», «Электроэнергетика стран СНГ», «Реформы в электроэнергетике и рынок электрической энергии», «Экономика электроэнергетики», «Тарифы на электрическую энергию и цены на топливо», «Технико-экономические показатели работы электроэнергетики мира», «Технологии электроэнергетики», по аварийности и травматизму в энергосистемах стран СНГ и др.

На 37-м заседании ЭЭС СНГ 28 мая 2010 года принято Решение «О выпуске Информационных бюллетеней по аварийности и травматизму в энергосистемах государств – участников СНГ», которым утверждены:

макет информации о технологических нарушениях в работе энергосистем, электростанций, электрических и тепловых сетей;

макет информации о несчастном случае;

критерии представления информации о технологических нарушениях в работе национальных энергосистем государств – участников СНГ.

Регулярно выпускаются протоколы заседаний ЭЭС СНГ, издаются его годовые отчеты.

К 20-летию Содружества Независимых Государств и ЭЭС СНГ подготовлена аналитическая записка «Об итогах деятельности Электроэнергетического Совета СНГ с 1992 по 2011 годы и основных направлениях сотрудничества государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики».

Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ ведется постоянная работа по развитию и совершенствованию технологического и информационного обеспечения интернет-портала ЭЭС СНГ, введенного в эксплуатацию в 2002 году.

Повышение квалификации специалистов электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ и проведение международных соревнований персонала энергосистем государств – участников СНГ по профессиональному мастерству

С 2007 по 2010 год Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ, Рабочей группой по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ при активном участии Института повышения квалификации энергетиков «ВИПКЭнерго», ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации», Корпоративного энергетического университета ЭЭС России и поддержке ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «ФСК ЕЭС», ЗАО «Электросетьстройпроект», ОАО «РусГидро», Российского национального комитета Международной комиссии по большим плотинам, фирм IEEE (США), STRI (Швеция), Navard Engineering Inc (Канада), компании Siemens (Германия) было организовано и проведено три международных научно-практических электроэнергетических семинара (МЭС).

Для слушателей МЭС специалистами высокого уровня из государств – участников СНГ и дальнего зарубежья были прочитаны лекции по различным вопросам проектирования, строительства, совершенствования эксплуатации, ремонтов, повышения надежности и срока службы силового оборудования подстанций, воздушных ЛЭП, ГЭС и ГАЭС.

В соответствии с Концепцией сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики в ближайшей перспективе усилия государств – участников СНГ должны быть направлены в том числе на подготовку специалистов и обеспечение кадрами энергетических отраслей.

В связи с этим ЭЭС СНГ принято Решение: «Поручить Исполнительному комитету совместно с Рабочей группой по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ разработать предложения по совместной системе подготовки, переподготовки и повышения квалификации специалистов в области электроэнергетики государств – участников СНГ и ее нормативно-правовом обеспечении на основе принятых нормативных правовых актов Содружества Независимых Государств и с учетом сложившейся в Содружестве и Электроэнергетическом Совете СНГ практики» (п. 10.5 Протокола 37-го заседания

ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года).

Важным направлением деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ в области повышения квалификации электроэнергетических кадров является организация и проведение международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ и обмен наблюдателями при проведении национальных отборочных соревнований.

За указанный период было проведено 4 международных соревнований.

Проведение соревнований международного формата послужило мощным фактором повышения требовательности к профессиональному мастерству специалистов национальных энергосистем, что, в свою очередь, способствовало улучшению профессиональной подготовки оперативного персонала сетевых организаций, повышению качества работ и уровня безопасности, снижению аварийности в электрических сетях при их обслуживании и в конечном счете, обеспечению надежности функционирования электроэнергетических систем государств – участников СНГ.



Открытие соревнования



Один из этапов соревнования

7-е Международные соревнования профмастерства среди бригад распределительных сетей 10/0,4 кВ национальных энергосистем государств-участников СНГ, сентябрь 2010 года,

Республика Казахстан, г. Талдыкорган

Правовой основой проведения Международных соревнований являются Положение о проведении Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ (утверждено Решением ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 года) и Положение о судействе Международных соревнований профессионального мастерства специалистов электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ (утверждено Решением ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 года).

В рамках КОТК проводятся международные противоаварийные тренировки диспетчерского персонала энергосистем государств – участников СНГ и стран Балтии.



Заккрытие 5-х Международных соревнований оперативно-ремонтного персонала государств Содружества. Украина, учебно-тренировочный полигон ОСЕ "Винницаэлектротехнология" ГП "УКРЭНЕРГО", 14 сентября 2009 года

На 34-м заседании ЭЭС СНГ были приняты Положение о проведении международных соревнований (конкурсов) диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии и Положение о проведении противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии (пункт 11.1 Протокола 34-го заседания ЭЭС СНГ от 24 октября 2008 года).

Международное сотрудничество

Основными партнерами ЭЭС СНГ в международном сотрудничестве являются европейские энергетические организации: Электроэнергетический союз ЕВРЭЛЕКТРИК (Union of the Electricity Industry) и Союз по координации передачи электроэнергии UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), вошедший в 2008 году в состав новой организации – Европейской сети операторов передающих электроэнергетических систем ENTSO-E. Основными задачами в международном сотрудничестве в сфере электроэнергетики являются объединение электроэнергетических систем и создание общего электроэнергетического рынка ЕС и СНГ (ОЭР ЕС-СНГ).

ЭЭС СНГ также участвует в многостороннем международном сотрудничестве в рамках процесса Энергетической Хартии в качестве наблюдателя. Исполнительный комитет ЭЭС СНГ поддерживает контакты с Секретариатом Энергетической Хартии. Представители ЭЭС СНГ участвуют в работе основных органов Энергетической Хартии: ежегодных конференциях, Группе по торговле и транзиту, целевых рабочих группах по сотрудничеству в сфере электроэнергетики в Центральной Азии и др.

С 2003 года при Исполнительном комитете ЭЭС СНГ и Секретариате ЕВРЭЛЕКТРИК функционируют совместные рабочие группы «Рынки» и «Окружающая среда».

Совместные рабочие группы ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ «Рынки» и «Окружающая среда» исследовали состояние рынков и положение дел с охраной окружающей среды в регионах ЕС и СНГ и подготовили сопоставительные отчеты на английском и русском языках «Сравнение электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» и «Ключевые вопросы охраны окружающей среды при объединении электроэнергетических рынков ЕС и СНГ». В 2005 году на основе отчетов были

разработаны Дорожные карты по сближению экологических и рыночных условий двух регионов: «Путь к созданию совместимых электроэнергетических рынков в странах ЕС и СНГ» и «Дорожная карта по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ». В Дорожных картах содержится план поэтапного создания совместимых рыночных и экологических условий в регионах ЕС и СНГ. Считается, что после выполнения Дорожных карт рынки должны стать полностью совместимыми. Совместимость рыночных правил и законодательства является предварительным условием полного взаимного открытия рынков.

После завершения работы над отчетами и Дорожными картами и их одобрения в 2005 году обеими организациями основной задачей ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ стало обеспечение политической поддержки принципов, сформулированных в Дорожных картах, Европейском союзе и на межправительственном уровне в Содружестве Независимых Государств в целях создания необходимой правовой основы для практической реализации объединения электроэнергетических систем и рынков ЕС и СНГ. Под правовой основой понимается заключение международных договоров, устанавливающих правовые рамки сотрудничества в рамках СНГ и между СНГ и Европейским союзом.

Параллельно ЭЭС СНГ и УСТЕ велась подготовка совместного проекта по разработке технико-экономического обоснования синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии (ЭЭС/ОЭС) с энергосистемами стран – членов УСТЕ. Проект был запущен 19 апреля 2005 года. Разработка ТЭО осуществлялась совместно консорциумом УСТЕ из 12 европейских энергокомпаний и группой энергокомпаний государств – участников СНГ и Балтии (группа компаний ЭЭС/ОЭС). В проекте участвовало пять государств – участников СНГ: Республика Беларусь (концерн «Белэнерго»), Республика Казахстан (АО «KEGOC»), Республика Молдова (ГП «Молдэлектрика»), Российская Федерация (ОАО «СО ЭЭС») и Украина (НЭК «Укрэнерго»); от стран Балтии – Латвия (ГАО «Latvenergo»), Литва (АО «Lietuvos Energija»), Эстония (ОАО «Eesti Energija»). От ЭЭС СНГ координацию проекта осуществляла КОТК.



Программа конференции по подведению итогов разработки ТЭО синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемами стран – членов УСТЕ

Работы по проекту были завершены в конце 2008 года. Проект подтвердил принципиальную возможность синхронного объединения электроэнергетических систем ЕС и СНГ, определил условия, затраты и последовательность проведения необходимых для этого технических, эксплуатационных и организационных мероприятий. Ввиду сложности задачи синхронного объединения Проект также

рекомендовал рассмотреть возможность использования и несинхронных связей между энергосистемами ЕС и СНГ для организации торговли электроэнергией.

В рамках реализации Дорожной карты ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК по окружающей среде Рабочей группой ЭЭС СНГ по охране окружающей среды были подготовлены сводные отчеты по мониторингу Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ в государствах – участниках СНГ за 2007 год и состоянию на 31 декабря 2008 года (одобрены Решениями ЭЭС СНГ от 24 октября 2008 года и от 28 мая 2010 года соответственно).



Подведение итогов встречи ЭЭС СНГ и УСТЕ в 2008 году

Однако ни после принятия Дорожных карт в 2005 году, ни после завершения проекта ТЭО в 2009 году повышения деловой активности в отношении объединения электроэнергетических систем и создания общего электроэнергетического рынка ЕС-СНГ не последовало.

На 37-м заседании ЭЭС СНГ отмечалось снижение интереса к основным темам сотрудничества как со стороны ЕВРЭЛЕКТРИК, так и со стороны ЭЭС СНГ. ЭЭС СНГ поручил Исполнительному комитету ЭЭС СНГ провести анализ причин отсутствия существенного прогресса в сфере интеграции электроэнергетических систем и рынков государств – участников СНГ и ЕС, организовать в сентябре-октябре 2010 года семинар для обсуждения результатов проведенного анализа и по итогам обсуждения подготовить предложения по новым направлениям и формату сотрудничества ЭЭС СНГ с ЕВРЭЛЕКТРИК и другими международными энергетическими организациями (пп.2 и 3 п. 4 Протокола 37-го заседания ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года).

Исполнительный комитет ЭЭС СНГ проанализировал причины снижения интереса сторон к сотрудничеству и провел 24 сентября 2010 года в Москве семинар-совещание на тему «Интеграция электроэнергетических систем и рынков СНГ и ЕС–СНГ и задачи международного сотрудничества Электроэнергетического Совета СНГ».

По результатам анализа и проведенного обсуждения на семинаре-совещании было отмечено следующее.

Различная динамика в развитии национальных электроэнергетических рынков в государствах – участниках СНГ, отсутствие единства позиции среди государств по вопросу и срокам формирования ОЭР СНГ, существующее различие в моделях национальных рынков в государствах – участниках СНГ и европейских государствах сдерживает реализацию Дорожной карты «Путь к созданию совместимых электроэнергетических рынков в странах ЕС и СНГ» и Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ.

В последние годы произошло смещение баланса интересов в сотрудничестве

между ЭЭС СНГ и европейскими энергетическими организациями. Так, в первые годы сотрудничество в сфере электроэнергетики между ЭЭС СНГ и энергетическими организациями Европейского союза: ЕВРЭЛЕКТРИК и бывшим УСТЕ осуществлялось в формате межрегионального диалога «регион ЕС – регион СНГ» и являлось примером сбалансированных отношений между ЕС и СНГ, что позволило в 2005–2008 годах осуществить совместный проект ЕС–СНГ (УСТЕ–ЭЭС СНГ) «Технико-экономическое обоснование: синхронное объединение ЕЭС/ОЭС с энергосистемами УСТЕ» и разработать с ЕВРЭЛЕКТРИК Дорожные карты по рынкам и окружающей среде.

В настоящее время сотрудничество Европейского союза с государствами – участниками СНГ в энергетической сфере на политическом уровне осуществляется в форме отдельных энергодиалогов межгосударственного объединения ЕС в целом (27 государств) с отдельными государствами – участниками СНГ («Энергодиалог ЕС–Россия», «Энергодиалог ЕС–Украина» и т.д.). Такой формат сотрудничества не способствует экономической интеграции и консолидации интересов СНГ в целом в сфере электроэнергетики.

С учетом состоявшегося на семинаре-совещании обсуждения представляется целесообразным продолжение обсуждения представленного подхода «целостного планирования управления объединением энергосистем».

Вместе с тем результаты дискуссии на семинаре-совещании показали, что в международном сотрудничестве ЭЭС СНГ может играть более значимую роль в сотрудничестве с Европейским союзом.



*38-е заседание
Электроэнергетического Совета СНГ
15 октября 2010 года, г. Киев*

Предложения по дальнейшему сотрудничеству ЭЭС СНГ с международными энергетическими организациями приняты на 38-м заседании (п. 5 Протокола 38-го заседания от 15 октября 2010 года).

В международной сфере был также подписан Меморандум о намерениях по итогам встречи руководителей ЭЭС СНГ и Министерства энергетики Республики Иран по вопросу сотрудничества в электроэнергетике (синхронизация энергосистем) от 18-19 февраля 2008 года (одобрен Решением 33-го заседания ЭЭС СНГ от 23 мая 2008 года).

Актуализация документов, регламентирующих деятельность Электроэнергетического Совета СНГ

Решением Совета глав государств СНГ от 9 октября 2009 года утверждено Общее положение об органах отраслевого сотрудничества СНГ. Данным Решением органам отраслевого сотрудничества поручено руководствоваться в своей деятельности Общим положением и внести предложения об изменении документов, регламентирующих их деятельность.

Исполнительный комитет ЭЭС СНГ участвует в разработке проектов нормативных правовых документов межправительственного и отраслевого уровней, осуществляет координацию деятельности рабочих органов ЭЭС СНГ по обеспечению надежной совместной параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, а также других государств, путем организации разработки нормативных и технических документов, подготовки и повышения квалификации персонала электроэнергетической отрасли. Представители национальных электроэнергетических компаний государств – участников СНГ принимают активное участие в управлении отраслью и решают многие практические вопросы в сфере электроэнергетики в своих государствах.

На 39-м заседании ЭЭС СНГ рассмотрел проект Протокола о внесении изменений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года, разработанный Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ в соответствии с Решением Совета глав государств СНГ от 9 октября 2009 года об общем положении об органах отраслевого сотрудничества СНГ, и поручил Исполнительному комитету ЭЭС СНГ его дальнейшую доработку и согласование (пп. 2 пункта 3 Протокола 39-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 27 мая 2011 года).

В части порядка финансирования ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета после выхода Грузии из Содружества Независимых Государств принят новый порядок финансирования ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета с распределением долевых взносов между государствами – участниками СНГ в пропорциях по отношению к утверждаемой смете (п. 8.1 Протокола 35-го заседания ЭЭС СНГ от 29 мая 2009 года); ранее были установлены другие пропорции (п. 9 Протокола 17-го заседания ЭЭС СНГ от 23 сентября 1997 года).

22 ноября 2007 года Совет глав правительств СНГ принял Протокол о внесении изменений и дополнений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года.

Протокол обеспечил единообразие положений основополагающих нормативных правовых документов, регламентирующих деятельность ЭЭС СНГ, учел сложившуюся практику, зафиксированную в Положении об ЭЭС СНГ в новой редакции, в том числе по таким вопросам, как состав Совета, его функции, организация проведения заседаний и финансирование деятельности.

Комиссия по экономическим вопросам при Экономическом совете СНГ в своем

решении от 11 апреля 2007 года (протокол № 4(112)) отметила: «Учитывая необходимость усовершенствования вопроса о правовом статусе должностных лиц и сотрудников всех органов СНГ, Исполнительному комитету СНГ совместно с заинтересованными органами СНГ дополнительно проработать вопрос о целесообразности внесения изменений в Соглашение о правовом статусе должностных лиц и сотрудников органов Содружества Независимых Государств от 25 апреля 2003 года». Решение данного вопроса способствовало бы повышению эффективности работы Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

ПРОВЕДЕНИЕ ЗАСЕДАНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ

Заседания ЭЭС СНГ являются важной площадкой для коллегиального обсуждения руководителями и экспертами министерств, ведомств и электроэнергетических компаний государств-участников вопросов и задач развития электроэнергетики, принятия важных для энергетической отрасли согласованных решений.

Заседания ЭЭС СНГ проводятся два раза в год.



За 2007–2010 годы было проведено восемь заседаний ЭЭС СНГ (заседания проводились в семи государствах, в них приняли участие представители всех государств – участников СНГ), семь заседаний Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики, восемь заседаний КОТК, заседания рабочих групп и секций (подробная информация представлена в приложении).

Деятельность рабочих органов регламентируется общим Положением о Рабочих группах, создаваемых ЭЭС СНГ, и положениями о них.

Кроме того, 6–7 октября 2009 года в Исполнительном комитете ЭЭС СНГ в соответствии с Планом реализации предложений, высказанных на заседании Совета глав правительств СНГ 22 мая 2009 года, проведено Рабочее заседание экспертов от

государств – участников СНГ по вопросу создания совместного предприятия в Республике Таджикистан по выпуску продукции для малых гидроэлектростанций.

19–20 ноября 2009 года в Москве было проведено совещание представителей служб надежности и техники безопасности органов управления электроэнергетикой стран СНГ.

Исполнительный комитет ЭЭС СНГ регулярно принимал участие в заседаниях Координационного Электроэнергетического Совета Центральной Азии, а также в семинарах, конференциях, круглых столах и других мероприятиях (более 40) в сфере электроэнергетики.

Наблюдатели при Электроэнергетическом Совете СНГ

В настоящее время статус Наблюдателя при Электроэнергетическом Совете СНГ имеют следующие организации:

ассоциация «Гидропроект»;

ОАО «ВО «Технопромэкспорт»;

некоммерческое партнерство «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» (НП «Совет рынка»);

ОАО «Холдинг МРСК»;

ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (ФГАОУ ДПО ПЭИПК);

TAVANIR (Иран);

ООО «СИМЕНС».

В соответствии с пунктом 3 Положения о статусе Наблюдателя при ЭЭС СНГ Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ заключены договоры с большинством Наблюдателей (на стадии согласования находятся договоры с Компанией «TAVANIR» и ФГОУ ДПО ПЭИПК), ежегодно заключаются дополнительные соглашения к ним.

Награды Электроэнергетического Совета СНГ

ЭЭС СНГ учреждены следующие награды:

Почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ»,

Почетная грамота Электроэнергетического Совета СНГ.

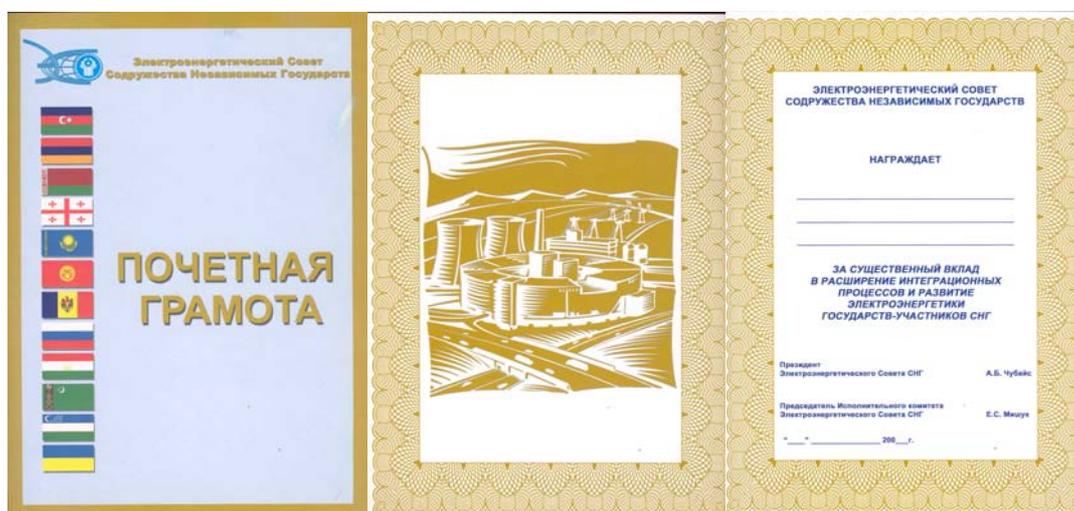
Положения о Почетном звании «Заслуженный энергетик СНГ» и Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ утверждены на 31-м заседании ЭЭС СНГ (п. 10.5 Протокола 31-го заседания ЭЭС СНГ от 29 мая 2007 года). Дополнения в Положения приняты на 36-м заседании (п. 6.9 Протокола 36-го заседания ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 года).



Указанные награды присваиваются за значительный вклад в развитие интеграционных процессов в энергетике государств – участников СНГ рабочим, специалистам, руководителям энергетических предприятий, организаций и учреждений государств – участников СНГ. Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ могут быть также награждены работники других отраслей, международные служащие органов Содружества и международных энергетических организаций.

За 2007–2010 годы Почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ» присвоено 258 специалистам. Почетной грамотой

Электроэнергетического Совета СНГ награждено 243 представителя государств – участников СНГ.



Выводы и предложения

Дальнейшее сотрудничество государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики должно быть направлено на выполнение стратегических и текущих задач, поставленных Советом глав государств и Советом глав правительств СНГ, реализацию международных договоров и других нормативных правовых актов Содружества, обеспечение исполнения договоренностей в рамках ЭЭС СНГ.

Совершенствование деятельности ЭЭС СНГ может осуществляться в следующих направлениях.

Прежде всего необходимо сохранить существующий формат ЭЭС СНГ в рамках Содружества Независимых Государств и обеспечить подписание всеми государствами – участниками СНГ документов в области электроэнергетики, принимаемых Советом глав правительств СНГ и ЭЭС СНГ.

Представляется целесообразным не ограничиваться участием в ЭЭС СНГ только государств – участников СНГ, а расширять его состав путем привлечения новых членов, заинтересованных в совместной работе (например, стран Балтии,

Ирана, Монголии, Турции).

В целях повышения эффективности работы ЭЭС СНГ целесообразно рассмотреть вопрос о наделении его полномочиями утверждать нормативные технические и методические технические документы отраслевого некоммерческого характера по реализации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ, обязательные для исполнения.

Необходимо усилить роль ЭЭС СНГ в регламентации (нормативно-правовой, организационно-нормативной, нормативно-технической, технологической и пр.) совместной (параллельной) работы электроэнергетических систем и энергокомпаний государств – участников СНГ.

В связи с формированием в государствах – участниках СНГ энергетических рынков и решением проблем, связанных с обеспечением коллективной энергетической безопасности, необходимо активизировать деятельность ЭЭС СНГ в части осуществления развития электроэнергетики в более тесной интеграции с другими отраслями топливно-энергетического комплекса.

Следует всемерно добиваться того, чтобы развитие сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики было направлено на обеспечение устойчивого и надежного электроснабжения экономики и населения государств – участников СНГ на основе эффективного функционирования объединения электроэнергетических систем.

В этой связи целесообразно рассмотреть вопрос о формате участия ЭЭС СНГ (в части его статуса и полномочий), в согласительных процедурах при разрешении возникающих конфликтных ситуаций между государствами – участниками СНГ в области электроэнергетики. Ряд актуальных вопросов следует внести на рассмотрение Совета глав правительств СНГ.

Представляется целесообразным восстановить практику ежегодного подписания протоколов между правительствами Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Таджикистан, Туркменистана и Республики Узбекистан об использовании водно-энергетических ресурсов Центрально-Азиатского региона (по аналогии с Протоколом, подписанным 18 октября 2008 года).

Данный вопрос необходимо рассмотреть на заседании Совета глав правительств СНГ в связи с тем, что его неурегулированность привела к временному выводу из параллельной работы энергосистемы Республики Таджикистан, что снизило надежность и эффективность параллельной работы объединения энергосистем государств – участников СНГ в целом. Также целесообразно рассмотреть вопрос о мерах по повышению эффективности использования гидроэнергетического потенциала государств – участников СНГ, в том числе широкого внедрения объектов малой гидроэнергетики.

Учитывая актуальность и перспективы вовлечения в энергетику возобновляемых источников энергии представляется необходимым продолжить и интенсифицировать деятельность, направленную на развитие сотрудничества государств – участников СНГ в области возобновляемой энергетики в целях снижения экологической нагрузки, привлечения дополнительных инвестиций в отрасль и повышения энергетической безопасности в целом.

Проведение заседаний Электроэнергетического Совета СНГ

За 2007–2010 годы было проведено 8 заседаний Электроэнергетического Совета СНГ:



Проведение заседаний постоянных и временных рабочих органов при Электроэнергетическом Совете СНГ

За 2007–2010 годы состоялись заседания следующих рабочих органов ЭЭС СНГ:

Координационный совет по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики.

6-е заседание – 11 апреля 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),

7-е заседание – 2 октября 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),

8-е заседание – 8 апреля 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),

9-е заседание – 2 октября 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),

10-е заседание – 10–11 сентября 2009 года (г. Москва, Российская Федерация),

11-е заседание – 18–19 марта 2010 года (г. Москва, Российская Федерация),

12-е заседание – 30 сентября 2010 года (г. Истра, Московская область,

Российская Федерация);

Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии:

- 14-е заседание – 28-29 марта 2007 года (г. Силичи, Республика Беларусь),
- 15-е заседание – 26–27 сентября 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 16-е заседание – 26–27 марта 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 17-е заседание – 24–25 сентября 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 18-е заседание – 24–26 марта 2009 года (г. Астана, Республика Казахстан),
- 19-е заседание – 24–25 сентября 2009 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 20-е заседание – 24–26 марта 2010 года (п. Силичи, Республика Беларусь),
- 21-е заседание – 15–18 сентября 2010 года (г. Алушта, Украина);

Рабочая группа «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка стран СНГ»:

- 11-е заседание – 12-13 апреля 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 12-е заседание – 3 октября 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 13-е заседание – 9-10 апреля 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 14-е заседание – 15 мая 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 15-е заседание – 3 октября 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 16-е заседание – 6-7 октября 2009 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 17-е заседание – 30 сентября – 1 октября 2010 года (г. Истра, Московская область, Российская Федерация);

Рабочая группа ЭЭС СНГ по охране окружающей среды:

- 1-е заседание – 2 октября 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 2-е заседание – 7–8 апреля 2009 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 3-е заседание – 8–9 октября 2009 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 4-е заседание – 7 апреля 2010 года (г. Москва, Российская Федерация);

Секция по энергоэффективности и возобновляемой энергетике:

Совместное заседание с рабочей группой ЭЭС СНГ по охране окружающей среды 22 сентября 2010 года (г. Москва, Российская Федерация);

Рабочая группа по реализации Соглашения о транзите электрической энергии и мощности государств – участников СНГ:

- 24–25 января 2008 года (г. Москва, Российская Федерация).

Рабочая группа «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ»:

- 10-е заседание – 15 марта 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 11-е заседание – 18 марта 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 12-е заседание – 11 сентября 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 13-е заседание – 9 апреля 2009 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 14-е заседание – 9 сентября 2009 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 15-е заседание – 15–16 апреля 2010 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 16-е заседание – 16 сентября 2010 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 17-е заседание – 17 декабря 2010 года (г. Москва, Российская Федерация);

Рабочая группа по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ:

- 6-е заседание – 16 августа 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 7-е заседание – 22–23 августа 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 8-е заседание – 3–4 апреля 2008 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 9-е заседание – 3–6 декабря 2008 года (г. Минск, Республика Беларусь),
- 10-е заседание – 13–16 сентября 2010 года (г. Астана, Республика Казахстан);

Рабочая группа по реализации Соглашения о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании:

- 24–25 января 2008 года (г. Москва, Российская Федерация);

Рабочая группа по надежности работы оборудования и охране труда:

- 1-е заседание – 2 декабря 2010 года (г. Москва, Российская Федерация);

Рабочая группа по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ:

- 4-е заседание – 10 октября 2008 года (г. Москва, Российская Федерация).

Целевая рабочая группа по подготовке и восстановлению параллельной работы энергосистем Армении и Туркменистана с объединением энергосистем стран СНГ:

- 1-е заседание – 27 июля 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 2-е заседание – 15 августа 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),
- 3-е заседание – 6 декабря 2007 года (г. Москва, Российская Федерация);

Совместная рабочая группа ЕВРЭЛЕКТРИК – ЭЭС СНГ по рынку:

- 6-е заседание – 8 октября 2009 года (г. Москва, Российская Федерация);

Совместная рабочая группа ЕВРЭЛЕКТРИК – ЭЭС СНГ «Окружающая среда»:

13–14 декабря 2007 года (г. Москва, Российская Федерация),

17–18 апреля 2008 года (г. Москва, Российская Федерация), в рамках заседания проведен международный семинар на тему «Основные положения корпоративных стандартов по ОВОС (оценка воздействия на окружающую среду) проектов, планов и программ в электроэнергетике».

ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	Протокол №40 заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств от 21 октября 2011 года.....	1
2.	<u>Приложения № 1-9</u> к Протоколу №40 заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств от 21 октября 2011 года	23
3.	<u>Приложение 1.</u> Список участников 40-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ...	25
4.	<u>Приложение 2.</u> Порядок определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ	33
5.	<u>Приложение 3.</u> Справка о ходе выполнения Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики.....	37
6.	<u>Приложение 4.</u> Стратегия (основные направления) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики	49
7.	<u>Приложение 5.</u> Технический регламент "О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций".....	85
8.	<u>Приложение 6.</u> Структура Сборника нормативных правовых документов государств-участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики	161
9.	<u>Приложение 7.</u> Рекомендуемая форма соглашения по организации обмена неоперативной технологической и статистической информацией, используемой для обеспечения параллельной работы.....	165
10.	<u>Приложение 8.</u> Список лиц, награждаемых Почетными грамотами Электроэнергетического Совета СНГ	173
11.	<u>Приложение 9.</u> Отчет о деятельности Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств в 2007–2010 годах	177

