



ПРОТОКОЛ

заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств

27 октября 2005 г.

г. Тбилиси

№ 28

В работе 28-го заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств приняли участие:

делегации Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Грузии, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Республики Узбекистан и Украины;

Наблюдатели в Электроэнергетическом Совете – компания «TAVANIR» (Исламская Республика Иран), институт «ВИПКЭнерго», ФГУП «ВО «Технопромэкспорт», Ассоциация «Гидропроект» и компания «AES Silk Road Inc»;

приглашенные – делегации Исполнительного комитета СНГ, Интеграционного комитета ЕврАзЭС и МОП «Электропрофсоюз».

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

Представитель Республики Узбекистан не принимал участия в подписании решений, так как не имел документально подтвержденных полномочий (п. 5.1 Регламента ЭЭС СНГ).

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

Руководители делегаций стран-участниц заседания утвердили следующую Повестку дня 28-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ:

1. О ходе подготовки энергообъединений государств Содружества к осенне-зимнему периоду 2005-2006 гг.

2. Об итогах работы компании ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» на оптовом электрическом рынке Грузии и перспективах регионального сотрудничества.



3. О проектах межгосударственных документов по формированию общего электроэнергетического рынка государств - участников СНГ:
 - 3.1. О новой редакции проекта Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств - участников СНГ.
 - 3.2. О проекте Решения Совета глав правительств государств - участников СНГ «Об установлении единого времени для снятия показаний приборов учета электроэнергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи, в странах СНГ».
 - 3.3. О проекте Общих принципов осуществления транзита электрической энергии по электрическим сетям государств-участников СНГ.
4. О проекте Концепции регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии.
5. О ходе разработки ТЭО синхронного объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии.
6. О результатах 6-ой встречи Президентов ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК (14 июня 2005 г., Вена).
7. Об одобрении документов, подготовленных совместными Рабочими группами ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК, и проведении международного семинара ЭЭС СНГ - ЕВРЭЛЕКТРИК в г. Москве:
 - 7.1. Об отчетах совместных Рабочих групп (СРГ) ЭЭС СНГ - ЕВРЭЛЕКТРИК «Рынки» и «Окружающая среда».
 - 7.2. О результатах исследований, выполненных Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ и Секретариатом ЕВРЭЛЕКТРИК, «О возможных ограничениях из-за присутствия источников атомной энергии в объединяемых энергосистемах ЕС, СНГ и стран Балтии».
 - 7.3. О проектах Дорожных карт по рынкам и окружающей среде.
 - 7.4. Об организации в Москве международного семинара ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК по представлению результатов работы СРГ, Исполнительного комитета ЭЭС СНГ и Секретариата ЕВРЭЛЕКТРИК.
8. Разное:
 - 8.1. Об итогах проведения Международных соревнований специалистов, обслуживающих ВЛ 220 кВ и выше.
 - 8.2. О Плана мероприятий по реализации Соглашения о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ.
 - 8.3. О внесении изменений и дополнений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года.
 - 8.4. О результатах ревизии финансово-хозяйственной деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ за 2003-2004гг.
 - 8.5. Об утверждении Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ и Сметы расходов на финансирование деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ на 2006 год.
 - 8.6. О формировании эффективных систем профессионального обучения, переподготовки и повышения квалификации персонала национальных энергокомпаний.
9. Об избрании Президента и Вице-президента ЭЭС СНГ.
10. О дате и месте проведения очередного 29-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.



По результатам рассмотрения включенных в Повестку дня заседания вопросов Электроэнергетический Совет СНГ принял следующие решения.

1. О ходе подготовки энергообъединений государств Содружества к осенне-зимнему периоду 2005-2006 гг.

(Гилаури Н.З., Аскеров М.А., Мамалига В.Г., Нурмахматов Д.Н., Титенко С.М., Давыдов И.А., Оразбаев Б.Е., Агеев А.В., Галстян А.А., Фазлоллахи Абдолхоссейн, Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию руководителей органов управления электроэнергетикой государств - участников СНГ о ходе подготовки к работе национальных энергосистем и задачах по организации их взаимодействия в осенне-зимний период 2005-2006 гг.,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию о работе национальных энергосистем государств Содружества по подготовке к предстоящему осенне-зимнему периоду 2005-2006 гг.

2. Считать главной задачей органов управления электроэнергетикой государств-участников СНГ в процессе взаимодействия в составе объединения энергосистем выполнение условий принятых ранее межгосударственных договоров и соглашений, решений Электроэнергетического Совета СНГ, касающихся параллельной работы энергосистем и направленных на повышение надежности электроснабжения потребителей.

3. Органам управления электроэнергетикой государств Содружества в ноябре 2005 года завершить работу по подготовке электростанций и электрических сетей к работе в осенне-зимний период 2004-2005 гг., в том числе по накоплению необходимых запасов топлива.

2. Об итогах работы компании ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» на оптовом электрическом рынке Грузии и перспективах регионального сотрудничества.

(Дод Е.В., Мантров М.А., Титенко С.М., Чубайс А.Б.)

Заслушав информацию Генерального директора ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» Дода Е.В. об итогах работы компании на оптовом электрическом рынке Грузии и перспективах регионального сотрудничества,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

Принять к сведению информацию ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» об итогах работы компании на оптовом электрическом рынке Грузии и перспективах регионального сотрудничества.



3. О проектах межгосударственных документов по формированию общего электроэнергетического рынка:

3.1. О новой редакции проекта Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств - участников СНГ.

(Дорофеев В.В., Титенко С.М., Аскеров М.А., Белый С.Б., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочей группы ЭЭС СНГ "Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ" по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Одобрить новую редакцию проекта Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств - участников Содружества Независимых Государств, подготовленную Рабочей группой ЭЭС СНГ (**Приложение 2**).

2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ внести указанный документ в установленном порядке на рассмотрение Совета глав правительств государств-участников СНГ.

** Азербайджанская Республика, Республика Беларусь и Украина не подписали данное Решение.*

3.2. О проекте Решения Совета глав правительств государств - участников СНГ «Об установлении единого времени для снятия показаний приборов учета электроэнергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи, в странах СНГ».

(Дорофеев В.В., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочей группы ЭЭС СНГ "Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ" по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Одобрить проект Решения Совета глав правительств СНГ об установлении единого времени для снятия показаний приборов учета электроэнергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи, в странах СНГ (**Приложение 3**).

2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ внести проект Решения ССП в установленном порядке на рассмотрение Совета глав правительств государств-участников СНГ.



3.3. О проекте Общих принципов осуществления транзита электрической энергии по электрическим сетям государств-участников СНГ.

(Дорофеев В.В., Давыдов И.А., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочих групп ЭЭС СНГ "Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ" и "Реализация Соглашения о транзите электрической энергии государств-участников СНГ" по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Руководителя Рабочих групп ЭЭС СНГ о ходе подготовки проекта Общих принципов осуществления транзита электрической энергии по электрическим сетям государств-участников СНГ.
2. Поручить Рабочим группам завершить подготовку указанного документа и внести его на рассмотрение 29-го заседания ЭЭС СНГ.

4. О проекте Концепции регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии.

(Аюев Б.И., Белый С.Б., Чубайс А.Б.)

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

решил:

1. Утвердить Концепцию регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии (**Приложение 4**).
2. Поручить КОТК принять утвержденную Концепцию за основу при разработке основных технических требований к параллельно работающим энергосистемам СНГ и Балтии в части правил, методик и рекомендаций по регулированию частоты и активной мощности.

5. О ходе разработки ТЭО синхронного объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии.

(Аюев Б.И., Титенко С.М., Лучников В.А., Плешкан В.С., Оразбаев Б.Е., Чубайс А.Б.)

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

решил:

1. Одобрить работу, проведенную группой компаний – участниц Соглашения о сотрудничестве от 19 октября 2004 года на первом этапе разработки технико-экономического обоснования синхронного объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии.



2. Завершить разработку ТЭО синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ в соответствии с ранее утвержденным техническим заданием.

В результате выполнения Проекта сформировать математические модели энергосистем объединяемых стран.

*3. Поручить КОТК провести анализ возможных проектов несинхронных связей между энергосистемами ЕЭС/ОЭС и УСТЕ и вариантов учета их в разрабатываемых моделях синхронного объединения.

** Электроэнергетический Совет СНГ постановил поручение по пункту 3 внести в Протокол заседания, исключив его из подписного решения.*

6. О результатах 6-ой встречи Президентов ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК (14 июня 2005 г., Вена).

(Чубайс А.Б., Титенко С.М., Мишук Е.С.)

Заслушав и обсудив информацию по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил*:**

1. Принять к сведению информацию Президента ЭЭС СНГ о встрече с Президентом ЕВРЭЛЕКТРИК в г. Вене 14 июня 2005 г.

2. Одобрить решения, принятые на 6-ой встрече Президентов ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ.

** Украина подписала Решение с оговоркой: «кроме пункта 2».*

7. Об одобрении документов, подготовленных совместными Рабочими группами ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК, и проведении Международного семинара ЭЭС СНГ - ЕВРЭЛЕКТРИК в г. Москве.

(Баринов В.А., Титенко С.М., Чубайс А.Б., Мишук Е.С., Белый С.Б., Аскеров М.А., Галстян А.А.)

Заслушав и обсудив информацию по пунктам 7.1, 7.2, 7.3 и 7.4, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил*:**

1. Одобрить проекты отчетов "Сравнение электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" и "Ключевые вопросы охраны окружающей среды при объединении электроэнергетических рынков ЕС и СНГ", подготовленных совместно с ЕВРЭЛЕКТРИК.

2. Одобрить подготовленные на основе совместных отчетов проекты Дорожной карты по рынкам "Путь к созданию совместимых электроэнергетических рынков в странах ЕС и СНГ" и Дорожной карты по окружающей среде "Дорожная карта по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ".



3. Одобрить результаты исследований "О возможных ограничениях из-за присутствия источников атомной энергии в объединяемых энергосистемах ЕС, СНГ и стран Балтии", выполненных Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ и Секретариатом ЕВРЭЛЕКТРИК с участием национальных экспертных организаций.

4. Поручить Президенту Электроэнергетического Совета СНГ на очередной встрече с Президентом ЕВРЭЛЕКТРИК утвердить одобренные Электроэнергетическим Советом СНГ совместные отчеты, Дорожные карты и результаты исследований о возможных ограничениях из-за присутствия АЭС в объединяемых энергосистемах ЕС и СНГ.

5. Поручить Президенту Электроэнергетического Совета СНГ, Исполнительному комитету ЭЭС СНГ и Совместным рабочим группам "Рынки" и "Окружающая среда" продолжить работу с ЕВРЭЛЕКТРИК по выполнению рекомендаций в соответствии с утвержденными документами.

6. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ обеспечить подготовку и проведение 24 ноября 2005 г. в г. Москве Международного семинара для представления широкой общественности результатов данного этапа совместной деятельности ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ по подготовке к объединению электроэнергетических рынков стран СНГ и ЕС.

Обратиться к органам управления электроэнергетикой стран СНГ с просьбой принять активное участие в работе Международного семинара и оказать содействие в приглашении на семинар представителей законодательной и исполнительной власти стран Содружества.

** Азербайджанская Республика подписала данное Решение с оговоркой: «кроме пункта 2, воздержались по пункту 3»;*

Республика Беларусь подписала данное Решение с оговоркой: «кроме пункта 3»;

Украина подписала данное Решение с оговоркой: «по пунктам 1, 2, 4, 5 воздержались, по пункту 3 - резервируем позицию».

8. Разное:

8.1. Об итогах проведения Международных соревнований специалистов, обслуживающих ВЛ 220 кВ и выше.

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Заслушав информацию Исполнительного комитета по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Одобрить деятельность Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ по организации и проведению Международных соревнований специалистов, обслуживающих ВЛ 220 кВ и выше.

2. Отметить высокий уровень подготовки и организации проведения соревнований со стороны руководства и специалистов Государственного энергетического концерна "Белэнерго" и РУП "Брестэнерго".



3. Выразить благодарность всем руководителям национальных энергосистем государств Содружества, делегировавшим свои команды на соревнования, за участие в подготовке и проведении соревнований.

4. Учитывая, что восстановление традиционных профессиональных связей энергетиков является важным направлением деятельности Электроэнергетического Совета СНГ, поручить Исполнительному комитету совместно с органами управления электроэнергетикой государств Содружества продолжить практику организации и проведения Международных соревнований специалистов, обслуживающих национальные электрические сети

5. Поручить Исполнительному комитету с учетом опыта организации и проведения соревнований проанализировать предложения, поступившие от участников, учесть их при подготовке следующих соревнований.

8.2. О Планах мероприятий по реализации Соглашения о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ

(Аскеров М.А., Мишук Е.С., Титенко С.М., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета ЭЭС СНГ о Планах мероприятий по реализации настоящего Соглашения,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Одобрить План мероприятий по реализации указанного Соглашения (Приложение 5).

2. Рекомендовать Исполнительному комитету СНГ обратиться в государства Содружества с просьбой о назначении ими компетентных органов, координирующих работу, связанную с реализацией целей и положений настоящего Соглашения.

3. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ завершить в первом квартале 2006 года формирование Рабочей группы по разработке схемы оптимизации размещения резервов электроэнергетической мощности государств-участников СНГ и организовать ее работу в соответствии с утвержденным Планом.

** Украина не подписала данное Решение.*

8.3. О внесении изменений и дополнений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года

(Мишук Е.С., Титенко С.М., Галстян А.А., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:



1. Одобрить представленный проект Протокола о внесении изменений и дополнений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ от 14 февраля 1992 г. (**Приложение 6**).

2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ направить проект Протокола о внесении изменений и дополнений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ от 14 февраля 1992 г. в Исполнительный комитет Содружества Независимых Государств для рассмотрения его в установленном порядке.

** При принятии Решения по данному вопросу Электроэнергетический Совет СНГ постановил исключить из пункта 1.2 проекта Протокола абзац 3.*

Грузия и Украина не подписали данное Решение.

8.4. О результатах ревизии финансово-хозяйственной деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ за 2003-2004гг.

(Мишук Е.С., Мансуров Д.М., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил:**

Принять к сведению информацию Ревизионной комиссии о результатах проверки финансово-хозяйственной деятельности Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ за 2003-2004 гг.

8.5. Об утверждении Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ и Сметы расходов на финансирование деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ на 2006 год.

(Мишук Е.С., Титенко С.М., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета ЭЭС СНГ об итогах голосования по Плану мероприятий ЭЭС СНГ на 2006 год (**Приложение 7**).

2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ организовать работу по его выполнению.

3. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета ЭЭС СНГ о состоянии финансирования деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.

4. Признать неудовлетворительной сложившуюся в целом практику исполнения принятого порядка финансирования деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.

5. Предложить руководителям органов управления электроэнергетикой государств Содружества, не принявших участия в текущем финансировании деятельности Электроэнергетического Совета, перечислить в месячный срок в полном объеме долевые взносы за 2005 год в бюджет Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.



6. Просить членов Электроэнергетического Совета СНГ, имеющих задолженность по долевым взносам за предыдущие годы, погасить ее по согласованному с Исполнительным комитетом графику.

7. Утвердить Смету расходов на финансирование деятельности Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ на 2006 год (с учетом корректировки на инфляцию и плановую девальвацию российского рубля) в сумме **28030,0** тыс. руб. (**980,0** тыс. долларов США) (**Приложение 8**), что превышает Смету расходов на 2005 г. на 5% в рублевом эквиваленте и на 10,1% - в долларовом эквиваленте.

** При принятии Решения по данному вопросу Электроэнергетический Совет СНГ постановил пункт 3 Плана мероприятий изложить в следующей редакции: «Разработка и подготовка к подписанию в установленном порядке модельных двух- и многостороннего соглашений о приграничной и трансграничной торговле электроэнергией» и поручил Исполнительному комитету ЭЭС СНГ в рабочем порядке уточнить в пунктах 35, 36 и 38 Плана мероприятий конкретные названия семинаров и выставок.*

Грузия не подписала данное Решение.

8.6. О формировании эффективных систем профессионального обучения, переподготовки и повышения квалификации персонала национальных энергокомпаний

(Аметистов Е.В., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию научного руководителя Корпоративного энергетического Университета Аметистова Е.В.,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

Принять к сведению информацию о создании Корпоративного энергетического Университета в России и использовать ее при организации подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала национальных электроэнергетических компаний государств-участников СНГ.

9. Об избрании Президента и Вице-президента ЭЭС СНГ.

(Мишук Е.С., Гиладури Н.З., Аскеров М.А., Плешкан В.С., Титенко С.М., Белый С.Б., Давыдов И.А., Оразбаев Б.Е., Галстян А.А., Нурмахматов Д.Н., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ об истечении срока полномочий Президента Электроэнергетического Совета СНГ Чубайса Анатолия Борисовича и Вице-президента — Нурмахматова Джурабека Нурмахматовича.

2. Продлить на два года срок полномочий Президента Электроэнергетического Совета СНГ Чубайса Анатолия Борисовича.

3. Продлить на два года срок полномочий Вице-президента Электроэнергетического Совета СНГ Нурмахматова Джурабека Нурмахматовича.



10. О дате и месте проведения очередного 29-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

(Мамалига В.Г., Белый С.Б., Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил:

1. Принять предложение Президента Электроэнергетического Совета СНГ Чубайса А.Б. о проведении очередного 29-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ в г. Санкт-Петербурге 19 мая 2006 года.

2. Просить руководителей органов управления электроэнергетикой государств Содружества до 15 января 2006 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 28-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 г. Тбилиси 27 октября 2005 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в архиве Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству – члену Электроэнергетического Совета СНГ.

Президент
Электроэнергетического Совета СНГ

А.Б. Чубайс

Председатель
Исполнительного комитета

Е.С. Мишук

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

Азербайджанская Республика

1. **АСКЕРОВ** - Вице-президент ОАО "Азерэнержи"
Марлен Аскер оглы
2. **АГАСИЕВ** - Заместитель начальника ЦДС
Ильхам Алибаба оглы
ОАО "Азерэнержи"
3. **ГАСАНОВ** - Начальник отдела электроэнергетики
Видади Багир оглы
Министерства энергетики

Республика Армения

4. **ГАЛСТЯН** - Заместитель Министра энергетики
Арег Арегович

Республика Беларусь

5. **АГЕЕВ** - Министр энергетики
Александр Викторович
6. **БЕЛЫЙ** - Генеральный директор концерна "Белэнерго"
Сергей Борисович
7. **ШИРМА** - Генеральный директор
Алексей Ростиславович
РУП "ОДУ" концерна "Белэнерго"

Грузия

8. **ГИЛАУРИ** - Министр энергетики
Ника Зурабович
9. **ХЕТАГУРИ** - Первый заместитель Министра энергетики
Александр Гивиевич
10. **МАМАТЕЛАШВИЛИ** - Заместитель Министра энергетики
Арчил Георгиевич
11. **НИКОЛАШВИЛИ** - Заместитель Министра энергетики
Арчил Геноевич

12. **НОВРУЗОВ**
Исак Махмадович - Заместитель Министра энергетики
13. **КАПЛЯ**
Сергей Григорьевич - Генеральный директор АО «Теласи»
14. **ПАНЦУЛАЯ**
Варлам Чичикоевич - Начальник Департамента АО «Теласи»
15. **СОЛИС**
Альберто - Генеральный директор Оптового рынка электроэнергии Грузии
16. **НАТРОШВИЛИ**
Иосив Гивиевич - Зам. Генерального директора Оптового рынка электроэнергии Грузии
17. **КОРБЕТ**
Джозеф - Генеральный директор
ООО «Государственная электросистема Грузии»
18. **УАЙТ**
Дин - Генеральный директор АО «Объединенная дистрибуционная энергокомпания Грузии»
19. **ТКЕШЕЛИАДЗЕ**
Сулхан Зурабович - Член Правления Аджарской дистрибуционной энергокомпании
20. **ШЕРАДЗЕ**
Георгий Владимирович - Генеральный директор АО "Объединенная энергосистема "ГрузРосэнерго"
21. **ШАПАКИДЗЕ**
Симон Леванович - Начальник Административного департамента Министерства энергетики
22. **СОНГУЛАШВИЛИ**
Иосеб Бидзинович - Помощник Министра энергетики
23. **СЕКАНИЯ**
Гиви Мамиевич - Главный специалист по вопросам СНГ
Департамента энергетической политики и внешних отношений Министерства энергетики

Республика Казахстан

24. **ОРАЗБАЕВ**
Бырлык Есиркепович - Вице-министр энергетики и минеральных ресурсов
25. **ОСОЧЕНКО**
Владимир Григорьевич - Вице-президент АО "KEGOC"
26. **ПАСТУШКОВ**
Владимир Николаевич - Советник Президента АО "KEGOC"

Кыргызская Республика

27. **НАЗАРОВ**
Жолдошбек Машырапович - Заместитель Генерального директора
ОАО "Электрические станции"
28. **ДАВЫДОВ**
Ильяс Абдуллоевич - Первый заместитель Генерального директора
ОАО "Национальная электрическая сеть
Кыргызстана"
29. **НАЖИМИДИНОВ**
Кутбидин Нийматтилаевич - Начальник отдела экспорта электроэнергии и
маркетинга на внешнем рынке ОАО
"Электрические станции"
30. **МАХИН**
Адольф Сергеевич - Советник Генерального директора
ОАО "Национальная электрическая сеть
Кыргызстана"

Республика Молдова

31. **МАМАЛИГА**
Василий Георгиевич - Заместитель Министра промышленности и
инфраструктуры
32. **ПЛЕШКАН**
Василий Семенович - Генеральный директор ГП «Молдэлектрика»

Российская Федерация

33. **ЧУБАЙС**
Анатолий Борисович - Президент
Электроэнергетического Совета СНГ,
Председатель Правления ОАО РАО "ЕЭС
России"
34. **ДРАЧЕВСКИЙ**
Леонид Вадимович - Заместитель Председателя Правления ОАО
РАО "ЕЭС России"
35. **РАППОПОРТ**
Андрей Натанович - Член Правления, Председатель Правления
ОАО «ФСК ЕЭС», управляющий директор
БЕ «Сети»
36. **ТРАПЕЗНИКОВ**
Андрей Владиславович - Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России"
37. **АЮЕВ**
Борис Ильич - Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России",
Председатель Правления ОАО "СО-ЦДУ
ЕЭС", Председатель КОТК
38. **ДОРОФЕЕВ**
Владимир Валерианович - Заместитель Председателя Правления ОАО
"ФСК ЕЭС", руководитель Рабочих групп
ЭЭС СНГ
39. **ДАЦКО**
Ксения Андреевна - Начальник Департамента внешних связей и
протокола ОАО РАО "ЕЭС России"

40. **ДОД**
Евгений Вячеславович - Генеральный директор
ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"
41. **МАНТРОВ**
Михаил Алексеевич - Заместитель Генерального директора
ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС", руководитель
географического дивизиона "Закавказье"
42. **АМЕТИСТОВ**
Евгений Викторович - Советник Ректора Московского
энергетического института,
Научный руководитель Корпоративного
энергетического Университета
43. **СУХОВЕЕВ**
Юрий Николаевич - Заместитель начальника Департамента
внешних связей и протокола ОАО РАО "ЕЭС
России"
44. **ЛЕБЕДЕНКО**
Фатима Назировна - Главный эксперт Департамента внешних
связей и протокола ОАО РАО "ЕЭС России"
45. **КУРУШИНА**
Ольга Николаевна - Главный эксперт Аппарата Председателя
Правления ОАО РАО "ЕЭС России"
46. **ДЕГТЯРЕВ**
Станислав Николаевич - Главный специалист Департамента по
взаимодействию со СМИ
ОАО РАО "ЕЭС России"
47. **АНДРИАНОВ**
Александр Николаевич - Заместитель директора Департамента ТЭК
Министерства промышленности и
энергетики
48. **ПИЛЬНЕНЬСКАЯ**
Ольга Кимовна - Заместитель Руководителя Департамента
ФОРЭМ и сбыта электрической энергии
ФГУП "Концерн "Росэнергоатом"
49. **ПИМОНОВ**
Юрий Павлович - Генеральный директор "Орелэнерго"

Республика Таджикистан

50. **НУРМАХМАТОВ**
Джурабек Нурмахматович - Вице-президент Электроэнергетического
Совета СНГ, Министр энергетики
51. **МАНСУРОВ**
Джамшед Максудович - Заместитель Председателя Открытой
Акционерной Холдинговой Компании
"Барки Точик"

Республика Узбекистан

52. **ШАМСИЕВ**
Хамидулла Аманович - Начальник НДЦ ГАК «Узбекэнерго»

Украина

53. **ТИТЕНКО** - Заместитель Министра топлива и энергетики
Сергей Михайлович
54. **ЛУЧНИКОВ** - Директор ГП НЭК «Укрэнерго»
Владимир Андреевич
55. **ЛЫСЕНКО** - Начальник отдела двухстороннего
сотрудничества Департамента по вопросам
Елена Владимировна евроинтеграции и внешних связей
Министерства топлива и энергетики

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ

56. **МИШУК** - Председатель Исполнительного комитета
Евгений Семенович
57. **АКСЕНОВ** - Заместитель Председателя
Вячеслав Алексеевич
58. **ПОЛЛЫЕВА** - Заместитель Председателя
Абадан Реджеповна
59. **БАРИНОВ** - Эксперт, Сопредседатель совместной
Рабочей группы ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК
Валентин Александрович «Рынки»
60. **САПАРОВ** - Эксперт, Сопредседатель совместной
Рабочей группы ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК
Михаил Исаевич «Окружающая среда»

Наблюдатели в Электроэнергетическом Совете СНГ**От Исламской Республики Иран**

61. **АБДОЛХОССЕЙН** - член Правления, заместитель Управляющего
ФАЗЛОЛЛАХИ директора по эксплуатации Компании
"Таванир"
62. **МОХАММАД АЛИ** - Управляющий директор Компании по
ВАХДАТИ управлению электрическими сетями
(Iran Grid Management Co)

От ВИПКэнерго

63. **САЛТАНОВ** - Первый проректор
Геннадий Александрович

От Ассоциации "Гидропроект"

64. **ШАЙТАНОВ** - Президент
Владимир Яковлевич
65. **ЧИТАНАВА** - Директор Института "Тбилгидропроект"
Анзор Дианозович

От ФГУП "ВО "Технопромэкспорт"

66. **ЗАГОРОДНИЙ** - Региональный директор
Евгений Николаевич

От Компании AES Silk Road, Inc.

67. **ПЕРРИ** - Вице-президент Компании -
Дейл Генеральный управляющий по Казахстану,
России и Центральной Азии
68. **ИВИН** - Коммерческий директор по России
Дмитрий Геннадьевич

Приглашенные**От Исполнительного комитета СНГ**

69. **БУРУТИН** - Директор Административного
Сергей Германович Департамента Исполнительного комитета
СНГ

От Евразийского Экономического Сообщества

70. **АШИРОВ** - Руководитель Департамента развития
Борубек Чыйбылович рыночной инфраструктуры Секретариата
Интеграционного Комитета ЕврАзЭС,
Ответственный секретарь Совета по
энергетической политике при
Интеграционном Комитете ЕврАзЭС

От МОП "Электропрофсоюз"

71. **ЮЖАНИНА** - Заместитель Председателя, Председатель
Галина Георгиевна Белорусского республиканского комитета
профсоюза работников энергетики,
электротехнической и топливной
промышленности
-

Приложение 2

Проект

ОДОБРЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 28 от 27 октября 2005 г.

СОГЛАШЕНИЕ

**о формировании общего электроэнергетического рынка
государств – участников Содружества Независимых Государств**

Государства - участники настоящего Соглашения в лице правительств, именуемые в дальнейшем Стороны,

учитывая большое значение электроэнергетики для развития экономики, повышения благосостояния и уровня социального обеспечения населения своих государств,

в целях повышения энергетической безопасности государств-участников Содружества, надежности и экономичности обеспечения потребителей электрической энергией на основе использования экономических, технических и технологических преимуществ параллельной работы электроэнергетических систем,

исходя из объективной потребности объединения усилий, направленных на формирование в СНГ правового пространства, позволяющего обеспечить добросовестную конкуренцию, создание условий для повышения эффективности и конкурентоспособности экономики и электроэнергетических отраслей государств – участников СНГ,

стремясь к дальнейшему развитию межгосударственного сотрудничества, росту объемов внешней торговли, использованию международного опыта и стандартов в сфере электроэнергетики,

принимая во внимание взаимное стремление к сотрудничеству в области электроэнергетики на основе равноправия, взаимной выгоды, соблюдения суверенных прав на энергетические объекты и ресурсы,

руководствуясь Договором об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года,

основываясь на положениях Энергетической Хартии от 17 декабря 1991 года и Договора к Энергетической Хартии от 17 декабря 1994 года,

согласились о нижеследующем:

Статья 1

Для целей настоящего Соглашения используются следующие определения:

общий электроэнергетический рынок государств – участников СНГ – система отношений между субъектами государств – участников СНГ, заключивших Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ, связанная с куплей-продажей электроэнергии и сопутствующих услуг, действующая на основании общих правил и соответствующих договоров;

электрическая энергия – особого вида товар, характеризующийся одновременностью его производства и потребления и требующий постоянного и непрерывного поддержания его параметров в заданных пределах;

хозяйствующий субъект – юридическое лицо, осуществляющее в соответствии с национальным законодательством государства один или несколько видов деятельности, связанных с производством, передачей или распределением электрической энергии, а также ее куплей-продажей;

Компетентный орган – орган, назначаемый каждой Стороной для координации работ, связанных с реализацией целей и положений настоящего Соглашения.

Статья 2

Стороны считают приоритетным направлением развития межгосударственных отношений в области электроэнергетики создание общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ.

Статья 3

Общий электроэнергетический рынок государств – участников СНГ создается с целью формирования единого рыночного пространства государств Содружества, базирующегося на принципах равноправия, добросовестной конкуренции и взаимной выгоды.

Статья 4

Стороны признают, что создание общего электроэнергетического рынка направлено на повышение качества обслуживания потребителей в государствах – участниках СНГ и обеспечение надежности электроснабжения.

Статья 5

Стороны согласились, что Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников Содружества Независимых Государств, утвержденная Решением Совета глав правительств

СНГ от _____ 200__ года, является основополагающим документом для разработки нормативных документов создаваемого общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ.

Статья 6

Стороны обеспечивают гармонизацию национальных законодательств в области электроэнергетики, а также других преобразований, необходимых для создания ОЭР СНГ в соответствии с Концепцией формирования ОЭР СНГ.

Статья 7

Стороны осуществляют поэтапное формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ, обеспечивающее возможность постепенной адаптации экономики государств Содружества к условиям развивающегося рынка, соблюдение мер по надежному обеспечению электроснабжения потребителей и улучшению экологических условий жизни в государствах – участниках СНГ.

Статья 8

Стороны содействуют созданию недискриминационных условий доступа хозяйствующих субъектов общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ к услугам субъектов Сторон, отнесенных к сфере естественной монополии, в соответствии с национальными законодательствами Сторон.

Статья 9

Стороны принимают согласованные меры к созданию единого информационного пространства в государствах Содружества, обеспечивающего формирование и развитие общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ.

Статья 10

Для реализации целей и положений настоящего Соглашения Стороны назначают Компетентные органы, о чем информируют Исполнительный комитет СНГ в течение трех месяцев после вступления в силу настоящего Соглашения.

Статья 11

Компетентные органы Сторон в течение 12 месяцев с момента вступления в силу настоящего Соглашения представляют в Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ собственные планы-графики основных мероприятий, направленных на подготовку и вступление в общий электроэнергетический рынок государств – участников СНГ. Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ на их основе

подготавливает сводный план-график формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ и представляет его на утверждение Электроэнергетическому Совету СНГ.

Статья 12

Координация работы по созданию общего электроэнергетического рынка СНГ со стороны межправительственных органов возлагается на Электроэнергетический Совет СНГ.

Электроэнергетический Совет СНГ проводит регулярный мониторинг хода реализации государствами – участниками СНГ планов основных мероприятий, направленных на подготовку и вступление в общий электроэнергетический рынок государств – участников СНГ.

Статья 13

Компетентные органы Сторон информируют Электроэнергетический Совет СНГ об изменениях в национальном законодательстве, затрагивающих общий электроэнергетический рынок государств – участников СНГ.

Статья 14

Спорные вопросы, связанные с применением или толкованием настоящего Соглашения, решаются путем консультаций и переговоров между заинтересованными Сторонами.

Статья 15

Настоящее Соглашение вступает в силу с даты его подписания, а для государств, законодательство которых требует выполнения внутригосударственных процедур, необходимых для его вступления в силу, - с даты передачи депозитарию документов о выполнении внутригосударственных процедур. О необходимости проведения таких процедур Стороны сообщают депозитарию в течение трех месяцев с даты подписания настоящего Соглашения.

Статья 16

Настоящее Соглашение открыто для присоединения государств – участников Содружества Независимых Государств, а также третьих государств, разделяющих его цели и принципы, путем передачи депозитарию документов о таком присоединении.

Присоединение третьих государств считается вступившим в силу, если ни одна из Сторон не выступит против такого присоединения в течение трех месяцев путем направления депозитарию соответствующего уведомления.

Статья 17

В настоящее Соглашение могут быть внесены изменения и дополнения по взаимному согласию Сторон, которые оформляются отдельными

протоколами, являющимися неотъемлемой его частью. Изменения и дополнения вступают в силу в порядке, предусмотренном статьей 15 настоящего Соглашения.

Статья 18

Каждая Сторона может выйти из настоящего Соглашения, направив письменное уведомление об этом депозитарию не позднее чем за один год до даты выхода, выполнив все обязательства, возникшие по данному Соглашению.

Совершено в городе _____ 200__ года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Содружества Независимых Государств, который направит каждому государству, подписавшему настоящее Соглашение, его заверенную копию.

**За Правительство
Азербайджанской Республики**

**За Правительство
Республики Молдова**

**За Правительство
Республики Армения**

**За Правительство
Российской Федерации**

**За Правительство
Республики Беларусь**

**За Правительство
Республики Таджикистан**

**За Правительство
Грузии**

**За Правительство
Туркменистана**

**За Правительство
Республики Казахстан**

**За Правительство
Республики Узбекистан**

**За Правительство
Кыргызской Республики**

**За Правительство
Украины**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 28 от 27 октября 2005 г.

РЕШЕНИЕ

**об установлении единого времени для снятия показаний приборов учета
электроэнергии, перемещенной по межгосударственным
линиям электропередачи, в странах СНГ**

Совет глав правительств Содружества Независимых Государств

решил:

1. Установить среднеевропейское время (время меридиана Гринвича плюс один час) в качестве единого времени для снятия показаний приборов учета электроэнергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи, связывающим электроэнергетические системы государств-участников СНГ.

2. Настоящее Решение вступает в силу со дня его подписания, а для государств, законодательство которых требует выполнения внутригосударственных процедур, необходимых для его вступления в силу, - со дня сдачи на хранение депозитарию уведомления о выполнении упомянутых процедур.

Совершено в городе _____ 200__ года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Содружества Независимых Государств, который направит каждому государству, подписавшему настоящее Решение, его заверенную копию.

**За Правительство
Азербайджанской Республики**

**За Правительство
Республики Молдова**

**За Правительство
Республики Армения**

**За Правительство
Российской Федерации**

**За Правительство
Республики Беларусь**

**За Правительство
Республики Таджикистан**

**За Правительство
Грузии**

**За Правительство
Туркменистана**

**За Правительство
Республики Казахстан**

**За Правительство
Республики Узбекистан**

**За Правительство
Кыргызской Республики**

**За Правительство
Украины**

Приложение 4

УТВЕРЖДЕНА

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N **28** от 27 октября 2005 года

КОНЦЕПЦИЯ
регулирования частоты и перетоков
в энергообъединении стран СНГ и Балтии

СОГЛАСОВАНА

решением Комиссии по оперативно-технологической
координации совместной работы энергосистем СНГ
и Балтии

Протокол № 2-з от 30.09.2005 г.

2005 год

Содержание

1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	3
2.	ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	3
3.	ОБЩИЕ УСЛОВИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ.....	9
4.	ТРЕБОВАНИЯ К ОТДЕЛЬНЫМ ВИДАМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ.....	10
4.1.	ПЕРВИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ.....	11
4.2.	ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ.....	13
4.3.	ТРЕТИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ.....	18
4.4.	КОРРЕКЦИЯ СИНХРОННОГО ВРЕМЕНИ.....	19
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	20

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящий документ устанавливает требования, которыми должны добровольно руководствоваться организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии в отношении регулирования режимов работы по частоте и перетокам (далее - регулирования частоты). В настоящем документе описываются правила и даются рекомендации по регулированию частоты.

Совместное добровольное выполнение требований по регулированию частоты позволит наилучшим образом использовать выгоды параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, обеспечить качество вырабатываемой электроэнергии и повысить надежность работы каждой энергосистемы в отдельности.

Положения данной Концепции рассматриваются, обсуждаются и при необходимости корректируются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), функционирующей в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.

В договорах о параллельной работе, заключаемых энергосистемами стран СНГ и Балтии, должны предусматриваться статьи, обязывающие стороны следовать настоящей Концепции и при необходимости предусматривающие оказание взаимных услуг при выполнении требований настоящей Концепции.

Основные положения настоящей Концепции направлены на обеспечение совместимости систем регулирования частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии и в энергообъединении стран Европы, необходимой для планируемого соединения на параллельную работу этих энергообъединений.

Настоящая Концепция определяет требования к регулированию частоты в нормальных условиях работы энергообъединения, а также в условиях аварийных отключений в энергосистемах стран-участниц, в целом не вызывающих по своим последствиям нарушений нормальных условий работы энергообъединения. Аварийные режимы, вопросы устойчивости и действия противоаварийной автоматики и автоматической частотной разгрузки в энергообъединении рассматриваются в других документах.

2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Под **энергообъединением** (*power interconnection*) понимается объединение энергосистем стран СНГ и Балтии, работающих параллельно.

Под **субъектами параллельной работы** (*subjects of parallel operation*) понимаются энергосистемы стран СНГ и Балтии, работающие параллельно в энергообъединении на основании межгосударственных договоров и соглашений.

Под **суммарным внешним перетоком или обменной мощностью энергосистемы** (*total power flow or power exchange of power system*) понимается алгебраическая сумма перетоков по всем линиям и трансформаторам связи энергосистемы одной страны с энергосистемами других стран СНГ и Балтии. Суммарный внешний переток положителен при приеме мощности в энергосистему.

Под **заданным суммарным внешним перетоком (обменной мощностью) энергосистемы** (*set value of total power flow (power exchange) of power*

system) понимается плановое значение **суммарного внешнего перетока** при номинальной частоте.

Под заданным с частотной коррекцией суммарным внешним перетоком (обменной мощностью) энергосистемы (*set value of frequency-biased total power flow (power exchange) of power system*) понимается то же самое, скорректированное на величину согласованной частотной коррекции энергосистемы при частоте, отличной от номинальной.

Под **транзитными связями** (*transit tie-lines*) понимаются линии электропередачи, трансформаторы и т.п., перетоки по которым существенно зависят от внешних по отношению к данной энергосистеме субъектов параллельной работы.

Под **номинальной частотой** (*nominal frequency*) понимается значение 50 Гц.

Под **нормальными условиями работы энергообъединения** (*normal operation conditions*) понимается его режим работы при номинальной частоте с допустимыми отклонениями, допустимых перетоках и наличии резервов мощности.

Под **балансом мощности энергообъединения** (*power balance of power interconnection*) понимается равенство его генерируемой и потребляемой мощности при номинальной частоте. Под **балансом мощности энергосистемы** (*power balance of power system*) понимается равенство ее генерируемой и потребляемой мощности с учетом суммарного внешнего перетока при номинальной частоте. При этом фактическое значение суммарного внешнего перетока равно его плановому значению.

Под **небалансом мощности энергообъединения** (*power imbalance of power interconnection*) понимается временно возникающее нарушение баланса мощности энергообъединения, вызывающее отклонение частоты от номинального значения. Причиной небаланса мощности может быть изменение генерируемой и/или потребляемой мощности в энергообъединении, приводящее к избытку (положительный небаланс) или недостатку (отрицательный небаланс) генерирующей мощности и соответственно к повышению или снижению частоты относительно ее номинального значения. Значение небаланса мощности оценивается относительно баланса при номинальной частоте.

Под **небалансом мощности энергосистемы** (*power imbalance of power system*) понимается временно возникающее нарушение баланса мощности энергосистемы, вызывающее отклонение частоты от номинального значения и суммарного внешнего перетока данной энергосистемы от заданного суммарного внешнего перетока. Избыток генерирующей мощности в энергосистеме ведет к повышению частоты энергообъединения и снижению суммарного внешнего перетока энергосистемы, недостаток – к понижению частоты энергообъединения и повышению суммарного внешнего перетока энергосистемы.

Под **первичной регулирующей мощностью электростанции** (*primary control power of power plant*) понимается значение изменения ее мощности под воздействием системы автоматического регулирования турбин, котлоагрегатов, реакторов, систем ГРАМ на ГЭС и т.п., вызванного изменением частоты. При повышении частоты первичная регулирующая мощность электростанции отрицательна (разгрузка агрегатов), при снижении частоты – положительна (загрузка).

Под **первичной регулирующей мощностью потребителей** (*self-regulation effect of load*) понимается значение изменения потребляемой ими мощности при изменении частоты. При повышении частоты первичная регулирующая мощность обобщенных потребителей положительна (рост потребления), при снижении – отрицательна (уменьшение потребления).

Под **первичной регулирующей мощностью энергосистемы, энергообъединения** (*primary control power of power system, power interconnection*) понимается значение изменения мощности энергосистемы, энергообъединения, вызванного возникновением первичной регулирующей мощности электростанций и потребителей при изменении частоты. При повышении частоты первичная регулирующая мощность энергосистемы отрицательна, при снижении – положительна. Появление и нарастание первичной регулирующей мощности в энергообъединении останавливает процесс нарастания отклонения частоты, вызванный небалансом мощности.

Первичная регулирующая мощность зависит от величины и знака отклонения частоты, исходной мощности электростанций и потребителей, настройки регуляторов на электростанциях, свойств потребителей, наличия, достаточности и равномерности распределения резервов первичной регулирующей мощности на электростанциях.

Крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ) энергосистемы или энергообъединения (*overall network power-frequency characteristic of power system or power interconnection*) означает меру мобилизации первичной регулирующей мощности в энергосистеме или энергообъединении при отклонении частоты. Крутизна СЧХ, выражаемая в МВт/Гц, позволяет определить величину и знак первичной регулирующей мощности, возникающей в энергосистеме и энергообъединении при определенном отклонении частоты. Чем больше крутизна СЧХ энергосистемы, тем большую роль энергосистема играет в первичном регулировании энергообъединения. Чем больше крутизна СЧХ энергообъединения, тем меньше отклонение частоты. Крутизна СЧХ энергосистемы зависит от ее генерируемой и потребляемой мощности, от настройки систем регулирования на электростанциях и от наличия резервов. Из-за наличия зоны нечувствительности и из-за ограниченности резерва первичной регулирующей мощности на турбоагрегатах крутизна СЧХ энергосистемы зависит от значения и знака отклонения частоты. Стабильность крутизны СЧХ во времени обеспечивается согласованным взаимодействием систем регулирования турбины и котла, реактора.

Под **квазистатическим отклонением частоты** (*quasi-steady-state frequency deviation*) понимается промежуточное значение отклонения частоты, при котором по завершении мобилизации первичной мощности (через 30 секунд после резкого изменения частоты) частота стабилизируется и удерживается первичным регулированием до начала восстановления частоты вторичным регулированием.

Под **первичным регулированием частоты (первичным регулированием)** (*primary frequency control or primary control*) понимается процесс мобилизации первичной регулирующей мощности электростанций и энергосистем при возникновении небаланса мощности, заканчивающийся установлением квазистатического баланса мощности при новом значении частоты. При этом мобилизованная в энергообъединении первичная регулирующая мощность компенсирует первоначально возникший небаланс. Величина и знак

квазистатического отклонения частоты зависит от величины и знака небаланса мощности и эффективности первичного регулирования, то есть от его настройки и наличия резервов первичного регулирования при правильном их распределении. Первичное регулирование, обладая большим быстродействием, обеспечивает стабильность частоты, ограничивает значения ее отклонений в нормальных условиях и способствует удержанию частоты в безопасных пределах при резких, в том числе аварийных изменениях баланса мощности как в энергообъединении в целом, так и в отделившихся его частях.

Под **общим первичным регулированием частоты (ОПР) (*general primary frequency control*)** понимается первичное регулирование, осуществляемое **всеми электростанциями** в меру имеющихся возможностей с характеристиками регуляторов скорости турбин, заданных техническими правилами, при поддержке их системами регулирования производительности котлов и реакторов в соответствии с действующими нормативами и имеет целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.

Под **нормированным первичным регулированием частоты (НПР) (*rated primary frequency control*)** понимается организованная часть первичного регулирования, осуществляемая **выделенными электростанциями** нормированного первичного регулирования, на которых размещены первичные резервы и обеспечено их эффективное использование для достижения поставленных задач НПР (в Европе – для предотвращения срабатывания АЧР и разгрузки АЭС при аварийном расчетном небалансе мощности в энергообъединении).

Под **резервом первичного регулирования (первичным резервом) (*primary control reserve or primary reserve*)** понимается максимальное значение первичной регулирующей мощности как части номинальной мощности, которое может выдать турбоагрегат, электростанция, энергосистема при понижении (**резерв на загрузку (*loading reserve*)**) либо повышении (**резерв на разгрузку (*unloading reserve*)**) частоты. Резерв первичного регулирования расходуется при отклонении частоты и вновь восстанавливается при ее возврате к номинальному значению. Резерв первичного регулирования зависит от исходной мощности турбоагрегата и от регулировочных возможностей его автоматики и энергетического оборудования и находится в пределах диапазона автоматического регулирования энергоблока.

Под **вторичным регулированием режима (вторичным регулированием) (*secondary control*)** понимается процесс использования вторичной регулирующей мощности (вторичного резерва) для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления частоты и потраченных при действии первичного регулирования резервов первичной регулирующей мощности.

Под **региональным вторичным регулированием (*regional secondary control*)** понимается выявление и устранение возникшего в энергосистеме небаланса мощности, определяемого как отклонение суммарного внешнего перетока от заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока энергосистемы.

Под **зональным вторичным регулированием (*zonal secondary control*)** понимается совместное вторичное регулирование, осуществляемое в зоне двух и

более смежных энергосистем на основе особого соглашения о взаимодействии при осуществлении регионального и зонального регулирования.

Под **общим вторичным регулированием** (*general secondary control*) в энергообъединении понимается осуществление одной из энергосистем функций регулирования общего параметра (частоты, суммарного внешнего перетока по интерфейсу Восток-Запад) взамен регионального вторичного регулирования на основе отдельного соглашения.

Вторичное регулирование осуществляется автоматически, либо в период отсутствия автоматических систем регулирования в отдельных энергосистемах оперативно вручную. Региональное, зональное и общее вторичное регулирование совместно обеспечивают поддержание заданных плановых значений суммарных внешних перетоков энергосистем и номинального значения частоты в энергообъединении, а также предотвращение перегрузки транзитных связей.

Под **районом регулирования** (*control area*) понимается район, охваченный действием данного вторичного регулятора суммарного внешнего перетока с коррекцией по частоте. Границы района регулирования определяются точками съема сигналов телеизмерений перетоков с соседними районами регулирования, которые входят в суммарный внешний переток данного района. Район регулирования может охватывать одну энергосистему (региональное вторичное регулирование), две и более смежные энергосистемы (зональное вторичное регулирование), все энергообъединение (общее вторичное регулирование).

Под **вторичной регулирующей мощностью энергосистемы** (*secondary control power of power system*) понимается значение изменения мощности электростанций вторичного регулирования в данной энергосистеме под действием системы автоматического регулирования режима по частоте и мощности (АРЧМ) или по командам диспетчера при ручном оперативном регулировании в целях восстановления планового баланса мощности. Увеличение мощности электростанций соответствует выдаче положительной, уменьшение – отрицательной вторичной регулирующей мощности (соответственно на загрузку и разгрузку электростанций).

Под **резервом вторичного регулирования (вторичным резервом)** (*secondary control reserve or secondary reserve*) понимается значение максимально возможного изменения мощности электростанций вторичного регулирования в данной энергосистеме по действиям системы АРЧМ или по командам диспетчера на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку (*loading reserve*) и резерв на разгрузку (*unloading reserve*)).

Под **диапазоном вторичного регулирования** (*total secondary control reserve range*) понимается арифметическая сумма текущих величин резервов вторичного регулирования электростанции на загрузку и разгрузку. В процессе вторичного регулирования один из этих резервов может быть исчерпан, что ограничит возможности вторичного регулирования. Для обеспечения эффективного вторичного регулирования текущий режим работы электростанций вторичного регулирования необходимо периодически возвращать в середину диапазона вторичного регулирования. Это выполняется средствами третичного регулирования.

Под **третичным регулированием** (*tertiary control*) понимается оперативное регулирование мощности специально выделенных электростанций

третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях. На электростанции третичного регулирования периодически передаются все отклонения от планового режима, первоначально воспринятые электростанциями первичного, а затем вторичного регулирования.

Для третичного регулирования используют пуск – останов гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС, эпизодическое изменение мощности энергоблоков ТЭС и АЭС, перевод агрегатов ГАЭС в насосный или генераторный режим и т.п. В третичном регулировании могут участвовать также потребители-регуляторы.

Под **третичной регулирующей мощностью** (*tertiary control power*) понимается значение изменения мощности электростанций третичного регулирования в направлении загрузки (резерв на загрузку) и разгрузки (резерв на разгрузку).

Под **резервом третичного регулирования (третичным резервом)** (*tertiary reserve*) понимается значение максимально возможного изменения мощности электростанций третичного регулирования в данной энергосистеме по командам диспетчера на загрузку или разгрузку (соответственно **резерв на загрузку** и **резерв на разгрузку**). Особо выделяется «минутный резерв» как часть третичного резерва, которая может быть реализована в течение нескольких минут. К минутному резерву относится третичная регулирующая мощность, получаемая пуском – остановом гидроагрегатов (ГЭС, ГАЭС), переводом ГАЭС из генераторного в насосный режим и наоборот, загрузкой (разгрузкой) работающих газомазутных энергоблоков и энергоблоков АЭС в допустимых пределах (в пределах регулировочного диапазона). Использование «минутного резерва» помогает при предотвращении или локализации аварийных режимов работы.

Интерфейс Восток-Запад (*East-West interface*) - межгосударственное сечение, которое состоит из совокупности линий электропередачи различного напряжения и через которое планируется осуществить параллельную связь между энергообъединением стран СНГ и Балтии и энергообъединением Западной и Восточной Европы (UCTE).

Под **расчетным небалансом мощности энергосистемы (района регулирования)** (*power system (control area) reference incident*) понимается небаланс, который вызывается отключением наиболее мощного энергоблока или узла электропотребления и который в соответствии с критерием надежности ($n - 1$) должен быть скомпенсирован вторичным и третичным резервами в данной энергосистеме (районе регулирования).

Под **аварийным расчетным небалансом мощности энергообъединения** (*power interconnection reference incident*) понимается небаланс, который вызывается одновременной потерей двух крупных энергоблоков, системы шин крупной электростанции, отделением энергорайона со значительной генерацией или электропотреблением и который может привести к аварийному отклонению частоты, опасному для АЭС либо ведущему к срабатыванию АЧР. Такой небаланс должен быть обеспечен суммарным резервом нормированного первичного регулирования в энергообъединении в целях предотвращения указанного развития аварии.

Под **астатическим законом регулирования (flat control action)** понимается закон регулирования, при котором отклонение регулируемого параметра сводится к нулю; реализация астатического закона обеспечивается интегральным (пропорционально-интегральным) регулятором.

3. ОБЩИЕ УСЛОВИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Чтобы обеспечить высокое качество вырабатываемой электроэнергии, надежность параллельной работы энергообъединения, а также поддержание заданных суммарных внешних перетоков (обменов мощностью) между входящими в это энергообъединение энергосистемами (районами регулирования) стран СНГ и Балтии, каждая из этих энергосистем (районов регулирования) должна выполнять ряд следующих общих условий по регулированию режима по частоте и перетокам.

3.1. Энергосистемы всех стран-участниц параллельной работы (районы регулирования) постоянно участвуют в общем и нормированном (в согласованном объеме) первичном регулировании частоты, обеспечивая стабильность частоты (ограничение ее отклонений) как в нормальных режимах под действием нерегулярных колебаний нагрузки и временных нарушениях баланса, так и при аварийных изменениях общего баланса мощности в результате аварийных отключений крупных энергоблоков или узлов потребления. Общее первичное регулирование должно осуществляться на всех электростанциях, в меру имеющихся на них возможностей, а нормированное первичное регулирование – на выделенных электростанциях, на которых первичное регулирование имеет требуемые качественные характеристики (зона нечувствительности, статизм, быстроедействие) и на которых поддерживается заданный первичный резерв.

При возникновении небаланса мощности и изменении частоты в энергообъединении первичное регулирование реализуется в результате действия автоматических регуляторов частоты вращения всех турбин, изменяющих мощность генераторов в пределах имеющихся на них первичных резервов регулирования в течение нескольких секунд при последующей поддержке системами регулирования котлов, реакторов. После мобилизации первичных резервов вновь устанавливается квазистатический баланс мощности при новом значении частоты, отличном от номинального, поскольку первичное регулирование является статическим и зависимость величины отклонения частоты от величины небаланса мощности определяется крутизной статической частотной характеристики (СЧХ) всего энергообъединения.

3.2. В энергосистемах всех стран-участниц параллельной работы (районах регулирования) должно быть реализовано вторичное регулирование путем поддержания заданного графика суммарного внешнего перетока по внешним межгосударственным связям с соседними энергосистемами (районами регулирования) с коррекцией по частоте. Тем самым, энергосистема каждой страны-участницы параллельной работы (район регулирования) должна самостоятельно компенсировать все собственные внутренние небалансы мощности, вызывающие изменения частоты и суммарного внешнего перетока. Вторичное регулирование каждой из энергосистем (района регулирования) не должно реагировать на небалансы мощности, возникающие вне зоны контроля данного вторичного регулирования, то есть в других энергосистемах (районах регулирования), и в то же время не должно препятствовать взаимопомощи, обусловленной действием собственного первичного

регулирования энергосистеме (району регулирования), в которой произошло возмущение.

Вторичное регулирование должно обеспечить контроль загрузки и экстренную разгрузку транзитных связей в случае возникновения их перегрузки, осуществляя ограничение перетоков по этим связям.

Для вторичного регулирования каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы (району регулирования) совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии задаются согласованные значения частотной коррекции суммарного внешнего перетока.

3.3. Децентрализованная система вторичного регулирования не обеспечивает достаточно качественного регулирования частоты (в последующем – перетока по интерфейсу Восток-Запад), необходимого для использования в нормированном первичном регулировании частоты электростанций с малой зоной нечувствительности и выполнения европейских нормативов. С этой целью вторичное регулирование в энергосистемах субъектов параллельной работы (районах регулирования) должно быть дополнено общим вторичным регулированием частоты в энергообъединении, а при соединении энергообъединения стран СНГ и Балтии с энергообъединением Европы – общим вторичным регулированием суммарного внешнего перетока по интерфейсу Восток-Запад с коррекцией по частоте.

3.4. В энергосистемах стран-участниц параллельной работы (районах регулирования) должно быть реализовано третичное регулирование, предназначенное для восстановления регулировочных диапазонов вторичного регулирования, использованных в процессе компенсации небалансов мощности. Третичное регулирование осуществляется путем использования третичного резерва на электростанциях третичного регулирования.

3.5. Во всех энергосистемах (районах регулирования), имеющих автоматическое вторичное регулирование, должна быть организована периодическая коррекция ошибки синхронного времени. Даже при высоком качестве вторичного регулирования частоты из-за отличия средней частоты от номинального значения и наличия погрешности в измерении частоты и перетоков за длительный период времени (за сутки) накапливается ошибка синхронного времени (несколько секунд), которая даже при отсутствии возмущений приводит к неплановым обменам электроэнергией.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ОТДЕЛЬНЫМ ВИДАМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Согласованное участие всех энергосистем в первичном, вторичном и третичном регулировании с периодической коррекцией синхронного времени должно обеспечить постоянное поддержание нормального режима работы энергообъединения стран-участниц, то есть обеспечить выполнение следующих условий нормального режима работы:

- частота электрического тока в нормальном режиме работы энергообъединения должна быть равна номинальной частоте 50 Гц с отклонениями не более $\pm 0,05$ Гц (нормально допустимые) или кратковременными квазистатическими отклонениями частоты не более $\pm 0,2$ Гц (максимально допустимые). Восстановление

отклонений частоты от максимально допустимых значений, возникающих при значительных аварийных небалансах мощности, до нормально допустимых значений должно обеспечиваться за время не более 15 минут.

- среднее значение частоты на получасовых интервалах должно поддерживаться на номинальном уровне с отклонением не более $\pm 0,01$ Гц;
- перетоки в транзитной сети энергообъединения не должны выходить за установленные пределы максимально допустимых перетоков;
- суммарный внешний переток каждой из энергосистем поддерживается в соответствии с заданными согласованными графиками с коррекцией по частоте.

4.1. ПЕРВИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

4.1.1. Для обеспечения стабильности частоты и надежности режима работы энергообъединения в энергосистемах всех субъектов параллельной работы (районах регулирования) должно быть постоянно обеспечено первичное регулирование частоты, общее и нормированное.

Общее первичное регулирование для обеспечения надежности при аварийных отключениях должно осуществляться всеми электростанциями в энергосистемах субъектов параллельной работы, в том числе электростанциями с не модернизированными энергоблоками, регулирование которых имеет значительные зоны нечувствительности, большой статизм и сравнительно малое быстродействие. На этих электростанциях первичный резерв не нормируется и не планируется, но они должны обеспечить выдачу первичной мощности в пределах имеющегося в данных условиях диапазона автоматического регулирования турбины и котла, устойчиво удерживать требуемую мощность до нормализации частоты и не допускать нарушения технологической устойчивости оборудования при значительных отклонениях частоты.

Нормированное первичное регулирование для обеспечения стабильности частоты должно осуществляться выделенными для этой цели электростанциями в энергосистемах субъектов параллельной работы (районах регулирования). Как правило, это электростанции с модернизированными энергоблоками, регулирование которых отвечает указанным ниже требованиям. На этих электростанциях должны создаваться и постоянно поддерживаться заданные согласованные резервы первичной мощности энергосистемы на загрузку и разгрузку. Нормированное первичное регулирование призвано обеспечить гарантированный уровень качества первичного регулирования в энергосистемах (районах регулирования) и в энергообъединении в целом для успешного решения поставленных перед ним задач.

Далее в тексте под первичным регулированием понимается совместное общее и нормированное первичное регулирование.

Первичное регулирование должно обеспечить устойчивую выдачу требуемой первичной регулирующей мощности и ее удержание, начиная с момента возникновения небаланса мощности и отклонения частоты и заканчивая полной компенсацией возникшего небаланса мощности и возврата частоты к исходному номинальному уровню в результате действия вторичного регулирования, то есть в течение, как минимум, 15 минут. Величина первичной регулирующей мощности, выдаваемой энергосистемой (районом регулирования) в энергообъединение при

отклонении частоты, определяется величиной этого отклонения частоты и крутизной СЧХ энергосистемы (района регулирования), а величина отклонения частоты при возникновении небаланса мощности – величиной этого небаланса и крутизной СЧХ энергообъединения. Значения крутизны СЧХ энергосистем (районов регулирования) и энергообъединения нормируются значениями коррекции по частоте соответственно энергосистем и энергообъединения, которые должны задаваться совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии и периодически обновляться на основе фактических данных о крутизне СЧХ.

4.1.2. Величина необходимого суммарного нормируемого первичного резерва энергообъединения на загрузку и разгрузку определяется аварийным расчетным небалансом мощности энергообъединения, который возникает вследствие аварийного отключения энергетического оборудования, линий электропередачи, узлов электропотребления и срабатывания противоаварийной автоматики, действующей на разгрузку энергосистем, и при котором нормируемое первичное регулирование должно удержать квазистатическое отклонение частоты в пределах $\pm 0,2$ Гц. Для энергообъединения стран СНГ и Балтии наибольший расчетный небаланс принимается равным ± 1200 МВт, и соответственно необходимый суммарный нормируемый первичный резерв энергообъединения на загрузку и разгрузку равен ± 1200 МВт. Нормируемая первичная регулирующая мощность, равная суммарному первичному резерву энергообъединения, должна быть полностью выдана при изменении частоты на $\pm 0,2$ Гц и более.

4.1.3. В соответствии с принципом совместного участия энергосистем субъектов параллельной работы (районов регулирования) в первичном регулировании частоты необходимый суммарный нормируемый первичный резерв энергообъединения должен быть распределен между энергосистемами (районами регулирования). Распределение нормируемого первичного резерва (согласование коэффициентов распределения) должно выполняться ежегодно совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии.

Затем энергосистема каждого из субъектов параллельной работы (район регулирования) самостоятельно распределяет согласованную величину своего нормированного первичного резерва между выделенными электростанциями. Этот резерв первичной регулирующей мощности должен предусматриваться в суточных графиках нагрузки электростанций, выделяемых для нормированного первичного регулирования, и должен постоянно контролироваться диспетчерским персоналом организации, отвечающей за диспетчерское управление энергосистемой каждого субъекта параллельной работы.

Резерв нормируемой первичной регулирующей мощности должен по возможности равномерно распределяться между электростанциями внутри этих энергосистем с тем, чтобы мобилизация резерва первичного регулирования при отклонении частоты была бы максимально быстрой и не вызывала перегрузку транзитных линий передачи и связей.

4.1.4. Характеристики первичного регулирования в различных энергосистемах (районах регулирования) энергообъединения стран СНГ и Балтии должны быть по возможности аналогичными, так чтобы избежать качаний и динамического перераспределения первичной мощности в процессе компенсации небаланса мощности. Действие первичного регулирования должно начинаться сразу же после

возникновения небаланса мощности, причем в зависимости от величины небаланса мощности 50% потребного первичного резерва должно быть выдано за время не более 15 секунд, а весь суммарный первичный резерв должен быть выдан за время не более 30 секунд в соответствии с заданной совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии частотной коррекцией энергосистемы.

4.1.5. На энергоблоках, выделенных для нормированного первичного регулирования, зона нечувствительности первичных регуляторов частоты не должна превышать ± 10 мГц. Точность местных измерений частоты, используемых в первичных регуляторах частоты, должна быть не хуже ± 10 мГц, цикличность этих измерений должна быть в диапазоне 0,1 – 1 секунда, цикл работы первичного регулирования не более 1 сек.

Зона нечувствительности всего контура первичного регулирования, обусловленная неточностью местного измерения частоты и нечувствительностью первичного регулятора частоты, не должна превышать ± 20 мГц.

Статизм системы регулирования мощности на энергоблоках должен обеспечить выдачу всего заданного первичного резерва при отклонении частоты $\pm 0,2$ Гц.

4.1.6. Должен быть организован мониторинг работы первичного регулирования в энергообъединении и энергосистемах (районах регулирования). В частности, каждое аварийное отключение крупного энергоблока или узла потребления мощностью порядка 1000 МВт, которое сопровождается отклонением частоты от исходного значения частоты, превышающим $\pm 0,05$ Гц, должно фиксироваться, а все записи переходных процессов должны использоваться для последующего анализа с целью получения фактических данных о работе и характеристиках первичного регулирования и о статических частотных характеристиках (СЧХ) энергообъединения и отдельных его частей.

Совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии должен быть организован общедоступный сайт, на котором каждая из стран-участниц должна оперативно выставлять информацию об имевших место подобных небалансах мощности, о причине, времени, продолжительности и величине небаланса. В энергосистемах (районах регулирования) и на электростанциях на основе данной информации должен быть организован оперативный контроль надлежащего участия в первичном и вторичном регулировании.

4.2. ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

4.2.1. Для поддержания номинальной частоты в энергообъединении и плановых значений суммарных внешних перетоков в энергосистемах субъектов параллельной работы (районах регулирования) должно осуществляться региональное вторичное регулирование, а в энергообъединении – общее вторичное регулирование.

Вторичное регулирование в каждой из энергосистем субъектов параллельной работы (районе регулирования) должно обеспечить поддержание суммарного внешнего перетока данной энергосистемы (района регулирования) на заданном уровне с коррекцией по частоте, то есть обеспечить полную компенсацию «собственных», возникших в пределах данной энергосистемы (района

регулирования), небалансов мощности и, тем самым, участие в поддержании частоты в энергообъединении.

Общее вторичное регулирование в энергообъединении должно выполняться одной из энергосистем – координатором параллельной работы, которой эта задача поручается всеми субъектами параллельной работы. Общее вторичное регулирование в соответствии с межгосударственными соглашениями должно выполнять либо автоматическое регулирование частоты (АРЧ) по астатическому закону регулирования (при изолированной работе энергообъединения), либо (при включении на параллельную работу энергообъединения стран СНГ и Балтии с энергообъединением Европы) автоматическое регулирование суммарного внешнего перетока по интерфейсу Восток – Запад с коррекцией по частоте, то есть обеспечить компенсацию собственного небаланса мощности в энергосистеме и суммарной ошибки вторичных регуляторов других энергосистем.

Порядок организации общего вторичного регулирования в энергообъединении должен отдельно совместно устанавливаться органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии.

4.2.2. В результате действия вторичного регулирования суммарный внешний переток каждой энергосистемы (района регулирования) должен поддерживаться на заданном уровне при номинальной частоте. При этом внутренние нарушения баланса мощности каждой энергосистемы (района регулирования) должны устраняться силами этой энергосистемы (района регулирования) за время не более 15 минут. Вторичное регулирование энергосистемы (района регулирования) не должно реагировать на внешние возмущения (возникшие в соседних энергосистемах – районах регулирования) и в то же время не препятствовать действию первичного регулирования своей энергосистемы по взаимопомощи соседней энергосистеме, где произошло это возмущение (например, аварийное отключение энергоблока). При отделении энергосистемы одной из стран-участников на работу в режиме “острова” вторичное регулирование этой энергосистемы (района регулирования) должно обеспечить переход на астатическое регулирование частоты.

4.2.3. При изолированной работе, в результате действия общего вторичного регулирования в режиме АРЧ энергообъединения, которое осуществляет выделенная энергосистема – координатор параллельной работы, частота должна поддерживаться на номинальном значении и суммарный небаланс мощности энергообъединения должен компенсироваться (сводиться к нулю) совместным действием общего вторичного регулирования и вторичного регулирования энергосистемы-виновницы. Общее вторичное регулирование способствует компенсации всех небалансов мощности в энергообъединении независимо от места их возникновения, то есть общее вторичное регулирование резервирует вторичное регулирование энергосистем.

При возникновении небаланса мощности в одной из энергосистем (районе регулирования) и отклонении частоты и региональное (в той энергосистеме, где возник небаланс), и общее вторичное регулирование должны начинать работать одновременно. По мере того как региональное вторичное регулирование в энергосистеме (районе регулирования), в которой этот небаланс мощности произошел, компенсирует его, воздействуя на свои электростанции, общее вторичное регулирование должно возвращаться в исходное состояние.

При соединении энергообъединения стран СНГ и Балтии на параллельную работу с энергообъединением Западной и Восточной Европы (UCTE) общее вторичное регулирование должно быть переведено в режим регулирования суммарного внешнего перетока по интерфейсу Восток-Запад с согласованной частотной коррекцией.

4.2.4. Чтобы выполнить требования п.п. 4.2.1 – 4.2.3., региональное и общее вторичное регулирование должно быть выполнено по известному критерию сетевых характеристик, при котором регулируемым параметром (подлежащим сведению к нулю) является ошибка регулирования G (ошибка регулирования района - *area control error* – *ACE*, численно равная небалансу района регулирования), вычисляемая по выражению:

$$G = \Delta P_{об} + K_{ч} * \Delta f, \quad \text{МВт},$$

где: $\Delta P_{об} = P_{об.з.} - P_{об}$ – отклонение обменной мощности $P_{об}$ (суммарного внешнего перетока) от заданного значения при номинальной частоте $P_{об.з.}$, МВт;

$\Delta f = f - f_3$ - отклонение частоты f от заданного значения f_3 (нормально 50,0 Гц и $50 \pm 0,01$ Гц в период коррекции синхронного времени);

$K_{ч}$ – заданный коэффициент частотной коррекции, МВт/Гц.

Ошибка регулирования может быть определена также как разность между заданной с коррекцией $P_{об.з.к.}$ и фактической $P_{об}$ обменной мощностью района регулирования:

$$G = P_{об.з.к.} - P_{об}, \quad \text{МВт},$$

где: $P_{об.з.к.} = P_{об.з.} + K_{ч} * \Delta f$ - заданная с частотной коррекцией обменная мощность при текущем отклонении частоты Δf , МВт (при повышении частоты заданная с коррекцией обменная мощность увеличивается относительно заданной обменной мощности на величину частотной коррекции).

Суммарный внешний переток положителен при приеме мощности в энергосистему (район регулирования), отклонение частоты – при ее превышении заданного номинального значения.

Чтобы вторичное регулирование было автономным по возмущению (то есть чтобы реагировало только на внутренние возмущения своей энергосистемы или энергообъединения – соответствующего района регулирования) и не препятствовало действию своего первичного регулирования при взаимопомощи другим энергосистемам или энергообъединениям (соответствующим районам регулирования), коэффициент коррекции по частоте в этом выражении должен быть задан равным фактическому значению крутизны СЧХ данной энергосистемы или энергообъединения (соответствующего района регулирования) с учетом частотного коэффициента нагрузки. При этом ошибка регулирования G вторичного регулирования численно равна небалансу мощности в данном районе регулирования.

4.2.5. Энергосистемы стран СНГ и Балтии самостоятельно решают вопросы структуры и реализации автоматических систем регионального вторичного регулирования (систем автоматического регулирования частоты и перетоков – АРЧМ).

В случае отсутствия собственной возможности автоматического регулирования, энергосистемы могут образовывать зональные районы регулирования со своими соседями в целях совместного регулирования на договорной основе. Образование зональных районов регулирования со своими соседями подлежит оформлению особым совместным соглашением органов оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии. Структура системы АРЧМ в энергосистеме страны-участника (района регулирования) может быть:

централизованной – с одним центральным регулятором, то есть вся энергосистема является одним районом регулирования;

плюралистической – вторичное регулирование осуществляется децентрализованно отдельными регуляторами в энергосистемах и имеется отдельная координирующая система АРЧМ, которая регулирует суммарный внешний переток объединенной энергосистемы с энергосистемами других стран с коррекцией по частоте с воздействием на собственные электростанции. В этом случае в энергосистеме отдельной страны имеется несколько районов регулирования;

иерархической - то же, что и в предыдущем случае, только координирующая система АРЧМ дополнительно воздействует на подчиненные регуляторы.

Границы каждого района регулирования физически определяются расположением точек измерения внешних перетоков района, алгебраическая сумма которых определяет контролируемый суммарный внешний переток (обменную мощность).

4.2.6. Для того чтобы обеспечить астатическое регулирование частоты в энергообъединении или суммарного внешнего перетока с коррекцией по частоте (сведение отклонения регулируемого параметра к нулю) в энергосистеме, вторичное регулирование должно осуществляться центральным, установленным в диспетчерском центре энергосистемы, интегральным (пропорционально-интегральным) регулятором, работающим в режиме on-line в замкнутом контуре регулирования с объектом. Связь регулятора АРЧМ с объектом регулирования обеспечивает система сбора и передачи информации для АРЧМ (сбор данных о режиме энергосистемы и подчиненных объектов регулирования и передача управляющих воздействий).

4.2.7. Автоматические регуляторы частоты и перетоков (АРЧМ), осуществляющие вторичное регулирование в каждой энергосистеме и энергообъединении (в соответствующем районе регулирования), должны обладать высокой надежностью и готовностью, что должно достигаться дублированием и резервированием технических средств, защитой от потери информации, от сбоев программного обеспечения и от дестабилизирующего влияния сбоев в системах сбора информации АРЧМ и в системах SCADA. Подключенные к АРЧМ электростанции должны быть защищены от ложных команд при сбоях в системах АРЧМ и в каналах телеуправления. Рекомендуется выдерживать следующие характеристики технических средств и программного обеспечения вторичного регулирования, в том числе ССПИ системы АРЧМ:

- точность измерения частоты не хуже $\pm 0,001$ Гц, то есть измерение частоты должно осуществляться датчиками частоты с тремя значащими цифрами

после запятой; считывание измерений частоты должно производиться с циклом не более 1 сек.;

- точность измерения каждого из перетоков по границам энергосистемы и энергообъединения (соответствующего района регулирования), входящего в состав суммарного внешнего перетока, не хуже 1,5% его полного диапазона измерения; измерения перетоков должны передаваться по дублированным каналам телемеханики с циклом передачи (запаздыванием) не более 1 сек.;

- постоянная времени интегрирования в интегральном вторичном регуляторе порядка 50 – 200 сек., а коэффициент пропорциональной составляющей - 0 – 0,5;

- программы, реализующие технологические алгоритмы АРЧМ, должны выполняться с циклом не более 1 секунды;

- чтобы исключить резкие изменения частоты при изменении графика суммарного внешнего перетока, скачкообразные изменения графика должны быть представлены линейными наклонными участками, и переход на новое значение должен осуществляться плавно, то есть начинаться за 5 минут и заканчиваться через 5 минут после заданного времени изменения графика суммарного внешнего перетока.

4.2.8. В энергосистемах и в энергообъединении должны быть определены линии электропередачи и сечения транзитной сети, перегрузка которых перетоками даже в нормальных режимах может привести к нарушению устойчивости параллельной работы (слабые линии и сечения). На этих линиях электропередачи и в сечениях должна быть организована быстродействующая (с задержкой не более 1 сек.) система телеконтроля перетоков. Для этих сечений должны быть определены максимально допустимые перетоки в нормальных и ремонтных схемах, корректируемые ежегодно. Перегрузки этих слабых сечений должны выявляться и ликвидироваться в течение интервала времени не более 5 минут. Для этой цели в составе вторичного регулирования (систем АРЧМ) могут быть предусмотрены быстродействующие автоматические ограничители перетоков (АОП) по этим линиям и сечениям, выполненные в виде интегральных регуляторов с регулируемой зоной нечувствительности.

4.2.9. Для обеспечения эффективного регионального вторичного регулирования в энергосистемах стран СНГ и Балтии и общего вторичного регулирования в энергообъединении, в каждой энергосистеме (районе регулирования) должен создаваться и постоянно поддерживаться резерв вторичной мощности на загрузку и разгрузку выделенных электростанций вторичного резерва. Величина поддерживаемого резерва вторичной регулирующей мощности в каждом районе регулирования должна быть достаточной в нормальных режимах для подавления нерегулярных колебаний небаланса мощности, компенсации динамической погрешности регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки и компенсации наиболее вероятной аварийной потери генерации или потребления (принцип надежности $n - 1$) в данном районе регулирования. Вторичный резерв общего вторичного регулирования должен удовлетворять тем же требованиям применительно к энергообъединению в целом.

Вторичные резервы, необходимые для покрытия расчетных небалансов и колебаний баланса энергосистем (районов регулирования), должны устанавливаться

совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии и создаваться каждой энергосистемой (районом регулирования) самостоятельно.

При выборе электростанций вторичного регулирования следует учитывать как их маневренность и регулировочные возможности, так и размещение резервов для вторичного регулирования относительно слабых линий электропередачи и сечений транзитной сети, требующих ограничения потоков. Критерии выбора величины резервов вторичной мощности для энергосистем (районов регулирования) на загрузку и разгрузку задаются и согласуются совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии и периодически корректируются, а распределение этих суммарных резервов между регулирующими электростанциями выполняют энергосистемы (районы регулирования) самостоятельно.

4.2.10. Во всех энергосистемах должен осуществляться мониторинг вторичного регулирования с целью получения статистических данных о качестве поддержания баланса мощности, работе систем АРЧМ, регулирующих электростанций и энергоблоков и данных о фактических характеристиках энергосистем.

4.3. ТРЕТИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

4.3.1. Для поддержания заданных величин первичных и вторичных резервов и их восстановления в случае использования в процессе регулирования частоты, во всех энергосистемах (районах регулирования) должно осуществляться третичное регулирование и создаваться третичный резерв (на разгрузку и загрузку электростанций).

4.3.2. В качестве третичного («минутного») резерва для восстановления регулировочных возможностей первичного и вторичного регулирования должен использоваться:

- пуск-останов резервных гидрогенераторов и газотурбинных электростанций (ГТС);
- пуск-останов, перевод в генераторный или насосный режим агрегатов гидроаккумулирующих электростанций.

В качестве менее быстродействующего третичного резерва могут быть использованы:

- загрузка (разгрузка) газомазутных энергоблоков;
- загрузка (разгрузка) энергоблоков АЭС;
- отключение (включение) потребителей – регуляторов.

4.3.3. Третичное регулирование для восстановления резерва вторичного регулирования может выполняться вручную или автоматически в рамках систем АРЧМ и должно начинаться с временным упреждением, чтобы восстановление вторичного диапазона началось раньше его исчерпания.

4.3.4. Величина третичного резерва и его размещение устанавливаются энергосистемой (районом регулирования) самостоятельно; третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования первичного и вторичного регулирования в заданном объеме и при требуемом качестве

регулирования, а также возмещения погрешности планирования баланса мощности и потери генерации.

4.4. КОРРЕКЦИЯ СИНХРОННОГО ВРЕМЕНИ

4.4.1. Коррекция синхронного времени должна выполняться с целью контроля и ограничения отклонения (ошибки) синхронного времени, единого во всех параллельно работающих энергосистемах (районах регулирования), от астрономического времени. Ошибка синхронного времени возникает и накапливается из-за неточности и дискретности измерения фактической частоты и погрешности в регулировании средней частоты в системах вторичного регулирования и вызывает отклонения фактических значений обменов электроэнергией от плановых договорных значений. Коррекция ошибки синхронного времени выполняется путем согласованного смещения уставки по частоте во всех вторичных регуляторах в заданный момент на заданную величину (на + 0,01 Гц, если синхронное время отстает от астрономического, или на – 0,01 Гц, если синхронное время опережает астрономическое) в течение заданного интервала времени (1 сутки). Изменение уставок по частоте должно выполняться по команде из единого центра, расположение которого устанавливается совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии.

4.4.2. Нормально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен ± 20 сек, а максимально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен ± 30 сек.

4.4.3. Так как контроль синхронного времени и указания по его коррекции должны исходить из одного центра контроля, то все участники параллельной работы в энергообъединении стран СНГ и Балтии при его изолированной работе должны назначить Контролера синхронного времени. При соединении на параллельную работу энергообъединения стран СНГ и Балтии с энергообъединением Западной Европы этот вопрос должен быть дополнительно согласован, поскольку в настоящее время в УСТЕ есть такой центр контроля синхронного времени, расположенный в г. Лауфенбурге (Швейцария).

4.4.4. Контролер синхронного времени непрерывно рассчитывает синхронное время путем интегрирования фактического значения частоты и определяет его отклонение от астрономического времени. Если на 8 часов утра каждого дня отклонение синхронного времени не выходит за пределы нормально допустимого диапазона, то никакой коррекции не требуется. Если же отклонение синхронного времени выйдет за пределы нормально допустимого диапазона, то контролер синхронного времени принимает решение о необходимости коррекции синхронного времени и до 10 часов утра должен послать указание о коррекции во все диспетчерские центры, где осуществляется вторичное регулирование. В этом указании должны быть приведены ошибка синхронного времени, требуемое смещение уставки по частоте вторичных регуляторов и длительность этой коррекции. Требуемое смещение уставки должно быть + 0,01 Гц, если синхронное время отстает от астрономического, и – 0,01 Гц, если синхронное время опережает астрономическое, а длительность коррекции – все следующие сутки, начиная с 0 часов. Больше отклонение регулируемой частоты от номинальной не допускается по условиям нормированного первичного регулирования частоты.

Время $T_{\text{корр}}$, необходимое для коррекции ошибки синхронного времени Δt (сек), составляет $T_{\text{корр}} = 5000\Delta t$, сек. Для коррекции ошибки синхронного времени 20 сек. требуется около 28 часов работы со смещенной уставкой по частоте на $\pm 0,01$ Гц.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. USTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance (Final policy 2.2 E, 20.07.2004).
 2. РАО “ЕЭС России”, Приказ № 524 “О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России” от 18.09.2002. Приложение 3 к Приказу. Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России. Методические указания.
-

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
 Протокол N 28 от 27 октября 2005 года

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ

по реализации Соглашения о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников Содружества Независимых Государств

<i>№ n/n</i>	<i>Содержание</i>	<i>Ответственные исполнители</i>	<i>Срок исполнения</i>
1.	Оказание содействия в назначении государствами – участниками СНГ, подписавшими Соглашение, компетентных органов, координирующих работу, связанную с реализацией целей и положений настоящего Соглашения	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Органы управления электроэнергетикой государств-участников СНГ	I квартал 2006 г.
2.	Создание Рабочей группы ЭЭС СНГ по разработке схемы оптимизации размещения резервов электроэнергетической мощности государств-участников СНГ	Компетентные органы государств-участников СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ,	I квартал 2006 г.
3.	Разработка предложений по оптимальному использованию эффекта несовпадения гидрометеорологических условий и повышению размеров энергоотдачи гидроэлектростанций, работающих в параллельном режиме в объединенных системах	Компетентные органы государств-участников СНГ, Органы управления электроэнергетикой государств-участников СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа ЭЭС СНГ, КОТК	IV квартал 2006 г.

4.	Разработка предложений по обеспечению согласованного резерва мощности, используемого для предотвращения нарушений устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ	Компетентные органы государств-участников СНГ, Органы управления электроэнергетикой государств-участников СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа ЭЭС СНГ, КОТК, Рабочие группы ЭЭС СНГ по рынку и транзиту электроэнергии	IV квартал 2006 г.
5.	Разработка согласованных мероприятий по унификации нормативных правовых актов национального законодательства, регулирующих деятельность хозяйствующих субъектов государств-участников СНГ, определяющих права, ответственность и обязательства в области эффективного использования резервов ресурсов, передачи и распределения электрической энергии	Компетентные органы государств-участников СНГ, Органы управления электроэнергетикой государств-участников СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа ЭЭС СНГ, КОТК, Рабочая группа ЭЭС СНГ по НТД	I квартал 2007 г.
6.	Разработка и утверждение Электроэнергетическим Советом формы Типового контракта об использовании резервов ресурсов	Компетентные органы государств-участников СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа ЭЭС СНГ, КОТК	IV квартал 2006 г.

Приложение 6

Проект

ОДОБРЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 28 от 27 октября 2005 г.

ПРОТОКОЛ

**о внесении изменений и дополнений
в Соглашение о координации межгосударственных отношений
в области электроэнергетики
Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года**

Правительства государств - участников Соглашения о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года

согласились с нижеследующим:

1. Внести в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств (далее - Соглашение) следующие изменения и дополнения:

1.1. Дополнить абзац 1 статьи 1 следующими словами:

«, который является межправительственным органом».

1.2. Абзац 2 статьи 1 изложить в следующей редакции:

«В состав Электроэнергетического Совета входят по должности первые руководители электроэнергетических ведомств государств – участников Соглашения, а также уполномоченные представлять интересы своих государств в Электроэнергетическом Совете первые руководители национальных электроэнергетических компаний.

Каждое государство – участник Соглашения имеет в Электроэнергетическом Совете один голос».

1.3. Дополнить статью 1 третьим абзацем:

«Члены Электроэнергетического Совета обладают полномочиями во всех вопросах, регулируемых настоящим Соглашением».

1.4. Дополнить статью 2 следующими пунктами:

«2.14. Регламентация технических правил параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников Содружества Независимых Государств.

2.15. *Координация взаимодействия объединения энергосистем государств – участников Содружества с иными энергообъединениями.*

2.16. *Содействие государствам – участникам Содружества в реализации программ сотрудничества в рамках европейского и мирового энергетических сообществ».*

1.5. Абзац 2 статьи 4 изложить в следующей редакции:

«Внеочередное заседание Электроэнергетического Совета может созываться либо по решению Президента Электроэнергетического Совета, либо по предложению не менее трех членов Совета».

1.6. Абзац 3 статьи 4 изложить в следующей редакции:

«Место и дата проведения заседаний Электроэнергетического Совета определяются его решением».

1.7. Статью 6 изложить в новой редакции:

«Финансирование деятельности Электроэнергетического Совета и его рабочего органа осуществляется в соответствии с согласованной с государствами-членами Электроэнергетического Совета и ежегодно утверждаемой Электроэнергетическим Советом сметой расходов за счет долевых ежегодных взносов органов управления электроэнергетикой и/или электроэнергетических объединений (компаний) государств – участников Соглашения в рублях Российской Федерации или свободно конвертируемой валюте, а также за счет добровольных взносов и пожертвований юридических и физических лиц и иных поступлений, не запрещенных законодательством государства местопребывания Исполнительного комитета.

Принцип долевого участия в финансировании Электроэнергетического Совета определяется его решением».

1.8. Статью 11 изложить в новой редакции:

«Настоящее Соглашение открыто для присоединения к нему любого государства – участника Содружества Независимых Государств, разделяющего его цели и принципы. Документы о присоединении сдаются на хранение депозитарию. Для присоединяющегося государства настоящее Соглашение вступает в силу с даты сдачи на хранение депозитарию документа о присоединении.

Для государств, не входящих в Содружество Независимых Государств, разделяющих положения настоящего Соглашения, присоединение считается вступившим в силу, если ни одна из Сторон не направит своих возражений в течение трех месяцев после направления депозитарием соответствующего уведомления».

2. Настоящий Протокол вступает в силу со дня подписания, а для государств, законодательство которых требует выполнения внутригосударственных процедур, необходимых для его вступления в силу, - со дня сдачи на хранение депозитарию уведомления о выполнении упомянутых процедур.

3. Спорные вопросы относительно применения и толкования настоящего Протокола разрешаются путем переговоров.

4. Настоящий Протокол является неотъемлемой частью Соглашения о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года.

Совершено в городе _____ 200_ года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Содружества Независимых Государств, который направит каждому государству, подписавшему настоящий Протокол, его заверенную копию.

**От Правительства
Азербайджанской Республики**

**От Правительства
Республики Молдова**

**От Правительства
Республики Армения**

**От Правительства
Российской Федерации**

**От Правительства
Республики Беларусь**

**От Правительства
Республики Таджикистан**

**От Правительства
Грузии**

**От Правительства
Туркменистана**

**От Правительства
Республики Казахстан**

**От Правительства
Республики Узбекистан**

**От Правительства
Кыргызской Республики**

**От Правительства
Украины**

Приложение 7

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
(заочное голосование)

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ

Электроэнергетического Совета СНГ на 2006 год

№ п.п.	НАИМЕНОВАНИЕ
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРАВОВОГО ПРОСТРАНСТВА В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СТРАН СНГ	
Координация рассмотрения в уставных органах СНГ:	
1.	– проекта Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ;
2.	– проекта Соглашения о гармонизации таможенных процедур при перемещении электрической энергии через таможенные границы государств-участников СНГ.
Разработка:	
3.	– проекта Соглашения о приграничной и трансграничной торговле электроэнергией государств-участников СНГ;
4.	– Словаря терминов и определений в электроэнергетике.
Разработка и утверждение в установленном порядке:	
5.	– формы типового контракта об использовании резервов ресурсов во исполнение Соглашения о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ;
6.	– модельных двух- и многостороннего соглашений о сотрудничестве государств-участников СНГ по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений (включено в План НИР 2005 г.);
7.	– модельных двух- и многостороннего соглашений о сотрудничестве государств-участников СНГ в области эффективного использования гидроресурсов пограничных рек и водоемов (включено в План НИР 2005 г.);
8.	– межгосударственной системы мониторинга технического состояния крупных приграничных гидротехнических сооружений.
Подготовка предложений по:	
9.	– разработке рекомендаций по природоохранной тематике и вопросам, связанным с ратификацией Киотского протокола;
10.	– мониторингу материалов исследований по вопросу о возможных ограничениях из-за присутствия АЭС в объединяемых энергосистемах ЕС, СНГ и стран Балтии.

№ п.п.	НАИМЕНОВАНИЕ
ФОРМИРОВАНИЕ И НАПОЛНЕНИЕ ЕДИНОГО ИНФОРМАЦИОННОГО ПРОСТРАНСТВА В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СТРАН СНГ	
Подготовка и выпуск в текущем году:	
11.	– сборника «Электроэнергетика Содружества Независимых Государств (1995-2005 гг.)»;
12.	– 29-го обзора «Тарифы на электроэнергию и цены на топливо в государствах СНГ»;
13.	– информационного бюллетеня № 5 «Технико-экономические показатели работы электроэнергетики мира»;
14.	– очередных сборников «Нормативно-правовые документы в электроэнергетике государств Содружества»;
15.	– очередных сборников информационных материалов «Реформы в электроэнергетике и рынок электрической энергии»;
16.	– очередных сборников информационных материалов «Технологии электроэнергетики»;
17.	– ежеквартальных бюллетеней «Электроэнергетика стран СНГ»;
18.	– реферативных сборников с описаниями российских и зарубежных информационных материалов по актуальным проблемам электроэнергетики и тематике проводимых Исполкомом ЭЭС СНГ мероприятий (заседаний Совета и Рабочих групп, семинаров, конференций и т.п.) на основе документальных баз данных ВИНТИ за 2001–2006 годы (по разделам "Энергетика", "Электротехника" и "Охрана окружающей среды");
19.	– юбилейного выпуска сборника «40 лет Дню энергетика»;
20.	– 2-х выпусков телефонного справочника органов координации и управления электроэнергетикой СНГ;
21.	– годового Отчета о деятельности ЭЭС СНГ за 2005 год.
Проведение работ по обновлению, развитию и наполнению Интернет - портала ЭЭС СНГ:	
22.	– модернизация структуры и программного обеспечения Интернет - портала;
23.	– подготовка и размещение в Интернет - портале оперативных новостей о работе электроэнергетической отрасли государств Содружества, Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета, а также информации об энергооборудовании, производимом в странах СНГ, и услугах организаций по вопросам его модернизации, ремонта, сервисного обслуживания и т.д.;
24.	– ведение и регулярное обновление базы данных электронных версий информационно-аналитических сборников, аналитических и статистических обзоров, переводов научно-технической информации по электроэнергетике на основе отобранных в сети Интернет и обработанных информационных материалов;
ОРГАНИЗАЦИЯ СОВМЕСТНЫХ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК	
25.	Формирование, организация и координация выполнения Плана научно-исследовательских работ, организуемых ЭЭС СНГ в 2006 году.

№ п.п.	НАИМЕНОВАНИЕ
КООРДИНАЦИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РАБОЧИХ ГРУПП И КОМИССИЙ	
Организационная подготовка и проведение:	
26.	– 5-го заседания Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ;
27.	– 8 и 9-го заседаний Рабочих групп «Формирование и развитие электроэнергетического рынка государств-участников СНГ»;
28.	– 4 и 5-го заседаний Рабочей группы «Реализация Соглашения о транзите электрической энергии и мощности государств-участников СНГ»;
29.	– 8 и 9-го заседаний Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ»;
30.	– 2-го заседания Рабочей группы по разработке схемы оптимизации размещения резервов электроэнергетической мощности государств Содружества во исполнение Соглашения о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ;
31.	– 12-го и 13-го заседаний КОТК;
32.	– 4-го заседания Рабочей группы по охране труда в энергетике СНГ;
33.	– 6-го заседания Рабочей группы «Метрологическое обеспечение электроэнергетической отрасли стран СНГ»;
34.	– 4-го заседания Рабочей группы по вопросам подготовки кадров в электроэнергетике СНГ.
ОРГАНИЗАЦИЯ СЕМИНАРОВ, КОНФЕРЕНЦИЙ, СИМПОЗИУМОВ, ВЫСТАВОК И ДРУГИХ МЕРОПРИЯТИЙ	
Организационная подготовка и проведение:	
35.	– 2-х международных энергетических семинаров по проблемам и перспективам производства, передачи и учета электроэнергии и нормативно-технического обеспечения надежной совместной работы энергосистем СНГ;
36.	– 3-х семинаров по основным направлениям деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.
Участие в организации и проведении:	
37.	– третьих международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли СНГ;
38.	– 5-ти международных выставок-конференций по электроэнергетике государств-участников СНГ;
39.	– ежегодной встречи ветеранов энергетики СНГ;
40.	– Международной конференции изыскателей - гидроэнергетиков (совместно с Ассоциацией "Гидропроект");
41.	– Международной конференции молодых энергетиков государств Содружества (совместно с Ассоциацией "Гидропроект").

№ п.п.	НАИМЕНОВАНИЕ
МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО	
СОТРУДНИЧЕСТВО С ЕВРЭЛЕКТРИК	
42.	Подготовка и согласование с Секретариатом ЕВРЭЛЕКТРИК рабочих документов по охране окружающей среды и формированию объединенного электроэнергетического рынка (на русском и английском языках).
43.	Подготовка и проведение 2-х заседаний совместной Рабочей группы ЭЭС СНГ-ЕВРЭЛЕКТРИК «Рынки».
44.	Подготовка и проведение 2-х заседаний совместной Рабочей группы ЭЭС СНГ-ЕВРЭЛЕКТРИК «Окружающая среда».
45.	Участие в подготовке отчетов совместных Рабочих групп ЭЭС СНГ-ЕВРЭЛЕКТРИК «Рынки» и «Окружающая среда».
46.	Подготовка 8-й и 9-й встреч Президентов ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК.
47.	Участие в ежегодной конференции ЕВРЭЛЕКТРИК (июнь 2006 года).
УЧАСТИЕ В ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРТИИ	
48.	Участие в Конференции Энергетической Хартии (декабрь 2006 г.).
49.	Участие в заседаниях Группы по торговле и транзиту Энергетической Хартии (2 раза в год).
50.	Участие в заседаниях Промышленной консультативной Группы Энергетической Хартии (2 раза в год).
УЧАСТИЕ В РАБОТЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ ФОРУМОВ, КОНФЕРЕНЦИЙ И СЕМИНАРОВ	
51.	Участие в конференциях и семинарах, посвященных вопросам совместной работы с энергосистемами стран Северной Европы (Балтики и Финляндии).
52.	Участие в мероприятиях Европейской Экономической Комиссии ООН (ЕЭК ООН).
СОТРУДНИЧЕСТВО СО ВСЕМИРНЫМ БАНКОМ	
53.	Содействие в разработке проектов по развитию возобновляемой энергетики в странах СНГ.
СОТРУДНИЧЕСТВО С ДРУГИМИ РЕГИОНАЛЬНЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ	
54.	Участие в 3, 4, 5 и 6-ом заседаниях Координационного Электроэнергетического Совета Центральной Азии.
55.	Участие в заседаниях ЕврАзЭС.
ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	
56.	Подготовка и проведение 29-го заседания ЭЭС СНГ.
57.	Подготовка и проведение 30-го заседания ЭЭС СНГ.
58.	Изготовление сувенирной продукции для участников мероприятий, проводимых Электроэнергетическим Советом СНГ.
59.	Проведение работ по дальнейшему техническому и программному оснащению корпоративной вычислительной сети Исполкома ЭЭС СНГ.

Примечание:

1. Оговорка Азербайджанской Республики: «Некоторые мероприятия, ввиду их специфики, не имеют отношения к деятельности ОАО «Азербэнерго».

2. Оговорка Республики Беларусь: «В рамках выполнения пункта 28 принять меры по решению вопроса об организации транзита электроэнергии из Республики Казахстан в Республику Беларусь по электрическим сетям Российской Федерации».

3. Оговорка Грузии: «Министерство энергетики Грузии не имеет возможности производить платежи по долевым взносам, предусмотренным для исполнения соответствующих разделов Плана мероприятий ЭЭС СНГ на 2006 год, до решения вопроса о выделении необходимых ассигнований из Государственного бюджета Грузии на эти цели».

4. Оговорка Украины: «Украинская сторона на сегодняшний день не заинтересована в реализации следующих пунктов Плана мероприятий:

– **пункта 1**, так как украинская сторона не присоединилась к *Соглашению о формировании общего электроэнергетического рынка и Концепции формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ* (одобрены Решением 25-го заседания ЭЭС СНГ от 10 июня 2004 года);

– **пункта 2**, т.к. для разработки указанного проекта межправительственного Соглашения Министерству топлива и энергетики в соответствии с нормами национального законодательства необходимо получить соответствующие полномочия. Также, в настоящее время в Украине таможенный контроль и таможенное оформление электроэнергии, которая перемещается через таможенную границу Украины, осуществляется в соответствии с национальными нормативными документами, включающими в себя европейские принципы таможенного контроля и таможенного оформления электроэнергии. На сегодняшний день украинская сторона не заинтересована в изменении действующих в Украине правил таможенного контроля и оформления электроэнергии и не считает целесообразным участие в разработке проекта Соглашения о гармонизации таможенных процедур при перемещении электрической энергии через таможенные границы государств-участников СНГ;

– **пунктов 5 и 30**, так как украинская сторона не присоединилась к *Соглашению о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ от 15 сентября 2004 года*».
