

ПРОТОКОЛ

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

30 марта – 01 апреля 2011 г.

г. Москва,
Российская Федерация

Список участников приведен в **Приложении 1**

Комиссия приняла следующую Повестку дня 22-го заседания КОТК:

- 1. О выполнении решений 21-го заседания КОТК.**
- 2. О внесении на утверждение Электроэнергетического Совета СНГ «Порядка расчета и утверждения коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем стран – участниц параллельной работы».**
- 3. О подготовке типовых форм двух- и многосторонних документов, регламентирующих взаимодействие диспетчерских центров совместно работающих смежных энергосистем.**
 - 3.1. О ходе разработки проекта «Типового соглашения об обмене информацией о технологических параметрах энергооборудования, оперативной отчетной и статистической информацией».**
 - 3.2. О согласовании проекта «Типового соглашения о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы».**
- 4. О ходе разработки проекта «Методики определения и согласования значений допустимых среднечасовых отклонений фактического сальдо перетоков от плановых значений».**
- 5. Об определении и согласовании параметров регулирования частоты и перетоков на 2011 год.**
 - 5.1. Значение крутизны статической частотной характеристики (СЧХ) энергообъединения стран СНГ и Балтии.**
 - 5.2. Значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы (для каждого района регулирования) для осуществления вторичного регулирования.**
 - 5.3. Величина аварийного расчетного небаланса мощности в энергообъединении и соответствующая величина резерва первичного регулирования, распределение величины резерва первичного регулирования частоты, определение величин необходимых вторичных резервов для энергосистем стран СНГ и Балтии.**
- 6. Разное.**
 - 6.1. О работе энергосистем общей синхронной зоны стран СНГ и Балтии в осенне - зимний период 2010/2011 гг.**
- 7. О дате и месте проведения очередного 23-го заседания КОТК.**

Пункт 1.

Заслушав и обсудив информацию Секретариата о выполнении поручений 21-го заседания КОТК, Комиссия

решила:

1. Принять к сведению информацию о выполнении решений 21-го заседания КОТК.

Пункт 2.

Заслушав информацию о результатах заочного согласования проекта «Порядка расчета и утверждения коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем стран – участниц параллельной работы», Комиссия

решила:

1. Поручить Председателю КОТК Б.И. Аюеву представить проект согласованного «Порядка расчета и утверждения коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем стран – участниц параллельной работы» на утверждение на очередном 39-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ (Приложение 2).

Пункт 3.1.

Заслушав и обсудив информацию Секретариата КОТК о проекте «Типового соглашения об обмене информацией о технологических параметрах энергооборудования, оперативной отчетной и статистической информацией», Комиссия

решила:

1. Поручить РГ «Планирование и управление» в срок до 1 сентября 2011 года завершить согласование проекта «Типового соглашения об обмене информацией о технологических параметрах энергооборудования, оперативной отчетной и статистической информацией» с учетом замечаний и предложений членов РГ «Планирование и управление».

Пункт 3.2.

Заслушав информацию Секретариата КОТК о разработке и согласовании проекта «Типового соглашения о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы», Комиссия

решила:

1.Согласовать проект «Типового соглашения о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы» (Приложение 3).

2. Поручить Председателю КОТК Б.И. Аюеву представить проект «Типового соглашения о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы» на утверждение на 39-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ.

Пункт 4.

Заслушав информацию Руководителя РГ «Планирование и управление» А.В. Ильенко о ходе разработки проекта «Методики определения и согласования значений допустимых среднечасовых отклонений фактического сальдо перетоков от плановых значений», Комиссия

решила:

1. Поручить Руководителю РГ «Планирование и управление» организовать доработку и в срок до 15 августа 2011 года согласовать проект Методики в рамках Рабочей группы.

Пункт 5. 1

Заслушав информацию Руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» Демчука А.Т. о значении крутизны статической частотной характеристики (СЧХ) энергообъединения стран СНГ и Балтии на 2011 год, Комиссия

решила:

1. Утвердить значение крутизны статической частотной характеристики (СЧХ) энергообъединения стран СНГ и Балтии на 2011 год, равное 20 000 МВт/Гц.

Пункт 5.2

Заслушав информацию Руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» Демчука А.Т. о значениях коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы (для каждого района регулирования) для осуществления вторичного регулирования на 2011 год, Комиссия

решила:

1. Утвердить значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы (для каждого района регулирования) для осуществления вторичного регулирования на 2011 год (Приложение 4).

Пункт 5.3

Заслушав информацию Руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» Демчука А.Т. о рассчитанных на 2011 год величинах необходимых резервов нормированного первичного регулирования и вторичных резервов на загрузку и разгрузку в энергосистемах стран СНГ и Балтии, Комиссия

решила:

1. Принять к сведению рассчитанные на 2011 год величины необходимых резервов нормированного первичного регулирования в энергосистемах стран СНГ и Балтии (Приложение 5).

2. Поручить Руководителю РГ «Регулирование частоты и мощности» выполнить дополнительные расчеты с учетом поступивших замечаний КДЦ «Энергия» и в срок до 29 апреля 2011 года согласовать необходимые величины вторичного резерва на загрузку и разгрузку для энергосистем стран СНГ и Балтии на 2011 год.

3. Секретариату КОТК после выполнения пункта 2 организовать заочное голосование членов КОТК по вопросу утверждения необходимых величин вторичного резерва на загрузку и разгрузку для энергосистем стран СНГ и Балтии на 2011 год.

Пункт 6.1

Заслушав и обсудив информацию о работе энергосистем стран СНГ в осенне-зимний период 2010-2011 годов, Комиссия

решила:

1. Принять к сведению информацию о работе энергосистем стран СНГ в осенне-зимний период 2010-2011 годов.


Пункт 7.

Рассмотрев и обсудив предложения о дате и месте проведения очередного 23-го заседания КОТК, Комиссия

решила:

1. Провести очередное 23-е заседание в г. Кишинев, Республика Молдова, в период с 14 по 17 сентября 2011 года.

Председатель КОТК


Люев Б.И.

Члены КОТК:

Ахмедов Р.М.


Балян Г.А.

Ковалев Д.В.

Шинасиллов Е.Т.


Бородин А.В.

Заставнецкий В.А.

Бондаренко А.Ф.

Лысков Ю.Н.

Воронин В.Т.

Дусмаматов А.М.

Ущановский К.В.

Шамсиев Х.А.

Список участников

22-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) (30 марта – 1 апреля 2011 г., г. Москва, Российская Федерация)

№ п/п	Ф.И.О.	Должность, страна
1	2	3
Азербайджанская Республика		
1	Ахмедов Рауф Мамедтаги оглы.	Начальник диспетчерской службы ОАО «Азербээнержи»,
Республика Армения		
2	Балян Гарник Арменакович	Главный инженер ЗАО «Оператор электроэнергетической системы»,
Республика Беларусь		
3.	Поршнёв Валерий Николаевич	Заместитель главного инженера ГПО «Белэнерго»,
4.	Ковалев Денис Васильевич	Заместитель главного инженера по оперативно-диспетчерскому управлению - начальник диспетчерской службы РУП "ОДУ",
5.	Бортницкий Константин Игоревич	Инженер службы режимов РУП «ОДУ»,
Республика Казахстан		
6.	Шинасилов Ералы Турысбекович	Главный диспетчер филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»,
Кыргызская Республика		
7.	Бородин Алексей Викторович	Первый заместитель генерального директора ОАО «НЭС Кыргызстана»,
8.	Куданалиев Эмил Темирбекович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАО «НЭС Кыргызстана»,
Республика Молдова		
9.	Заставнецкий Вячеслав Афанасьевич	Заместитель генерального директора, начальник ЦДУ – главный диспетчер ГП «Moldelectrica»,

Российская Федерация		
10.	Аюев Борис Ильич	Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС», Председатель КОТК,
11	Бондаренко Александр Федорович	Советник первого заместителя Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС»,
12.	Афанасьев Дмитрий Александрович	Руководитель Центра технологий параллельной работы ОАО «СО ЕЭС», руководитель Секретариата КОТК,
13.	Лысков Юрий Николаевич	Заместитель руководителя Департамента оперативно- технического сопровождения торговой деятельности Блока трейдинга ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»,
14.	Демчук Анатолий Тимофеевич	Руководитель Центра внедрения противоаварийной и режимной автоматики ОАО «СО ЕЭС»,
15	Воронин Владимир Трофимович	Начальник службы электрических режимов ОАО «ФСК ЕЭС»
16.	Лебеденко Фатима Назировна	Главный специалист Центра технологий параллельной работы ОАО «СО ЕЭС»,
Республика Узбекистан		
17.	Дусмаматов Адхам Мураткулович	Заместитель начальника Национального диспетчерского центра ГАО «Узбекэнерго»,
Украина		
18.	Ущাপовский Константин Валерьевич	Заместитель Директора - главный диспетчер НЭК «Укрэнерго»,
19.	Кобрин Вадим Николаевич	Заместитель начальника Оперативно- диспетчерского управления НЭК «Укрэнерго»,
ОЭС Центральной Азии		
20.	Шамсиев Хамидилла Аманович	Директор Координационно- диспетчерского центра "Энергия" (КДЦ «Энергия»),
Исполком Электроэнергетического Совета СНГ		
21.	Милославский Дмитрий Анатольевич	Главный специалист

Приложение 2

ПРОЕКТ

**Порядок расчета и утверждения
коэффициентов коррекции по частоте
для параллельно работающих энергосистем
стран СНГ и Балтии**

СОГЛАСОВАН

решением КОТК

Протокол заочного решения
от 06 декабря 2010 г.

Москва, 2010 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ КОРРЕКЦИИ ПО ЧАСТОТЕ ДЛЯ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ	4
3. ПОРЯДОК УТВЕРЖДЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ КОРРЕКЦИИ ПО ЧАСТОТЕ ДЛЯ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ.	5
4. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	7
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	8

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основанием для разработки документа является решение 20-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

Настоящим документом устанавливается порядок расчета и утверждения коэффициентов коррекции по частоте (коэффициентов частотной коррекции) для параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии для целей регулирования частоты и перетоков.

Настоящий документ предназначен для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии.

Документ разработан с использованием следующих принципов:

- Параллельно работающие энергосистемы стран СНГ и Балтии осуществляют совместное регулирование частоты и перетоков в синхронной зоне в соответствии с принятыми «Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков», утвержденными решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 г.;
- Коэффициенты коррекции по частоте используются для обеспечения участия каждой энергосистемы стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков.

Для координации деятельности организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в части регулирования частоты и перетоков, КОТК устанавливает необходимое значение крутизны статической частотной характеристики (СЧХ) энергообъединения стран СНГ и Балтии, а также задает согласованные значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы для осуществления вторичного регулирования [1].

2. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ КОРРЕКЦИИ ПО ЧАСТОТЕ ДЛЯ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ

Под крутизной СЧХ энергосистемы или энергообъединения понимается коэффициент линейной зависимости мощности первичного регулирования энергосистемы или энергообъединения от отклонения частоты. Крутизна СЧХ, выражаемая в МВт/Гц, позволяет определить величину и знак первичной регулирующей мощности, возникающей в энергосистеме и энергообъединении при определенном отклонении частоты [1].

Необходимое значение крутизны СЧХ энергообъединения стран СНГ и Балтии должно определяться как среднестатистическое за календарный год значение крутизны СЧХ, рассчитанное по данным мониторинга аварийных небалансов мощности величиной 500 МВт и более в энергообъединении стран СНГ и Балтии.

В соответствии с принципами общего вторичного регулирования общий коэффициент коррекции по частоте энергообъединения стран СНГ и Балтии $K_{ч\text{ ЕЭС/ОЭС}}$ должен устанавливаться равным необходимому значению крутизны СЧХ энергообъединения стран СНГ и Балтии.

Значение коэффициента коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы $K_{чi}$ определяется как часть общего коэффициента коррекции по частоте $K_{ч\text{ ЕЭС/ОЭС}}$ пропорционально годовой выработке электроэнергии энергосистемами:

$$K_{чi} = C_i \times K_{ч\text{ ЕЭС/ОЭС}}, \quad \text{МВт/Гц.}$$

Коэффициенты распределения C_i общего коэффициента коррекции по частоте энергообъединения стран СНГ и Балтии между энергосистемами рассчитываются в соответствии со следующей формулой [2]:

$$C_i = E_i / E_{\text{сум}}, \quad \text{о.е.,}$$

где E_i – годовая выработка электроэнергии в i -ой энергосистеме, МВт*час;
 $E_{\text{сум}}$ – суммарная годовая выработка электроэнергии во всех энергосистемах синхронной зоны (энергообъединения стран СНГ и Балтии), МВт*час.

Пример расчета значений коэффициентов коррекции по частоте для параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии в соответствии с указанными выше формулами приведен в Приложении 1.

3. ПОРЯДОК УТВЕРЖДЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ КОРРЕКЦИИ ПО ЧАСТОТЕ ДЛЯ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ.

Процесс утверждения коэффициентов коррекции по частоте для параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии состоит из следующих последовательных этапов:

1-й этап: ОАО «СО ЕЭС» в срок до 15 февраля текущего года представляет в секретариат КОТК результаты мониторинга аварийных небалансов мощности величиной 500 МВт и более в энергообъединении стран СНГ и Балтии (величины аварийных небалансов мощности, величины отключений частоты, места возникновения аварийных небалансов).

Организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии, в срок до 15 февраля текущего года представляют в секретариат КОТК данные о выработке электроэнергии за предыдущий календарный год в подведомственных энергосистемах энергообъединения стран СНГ и Балтии.

2-й этап: Секретариат КОТК в срок до 25 февраля текущего года направляет членам КОТК результаты мониторинга аварийных небалансов мощности величиной 500 МВт и более в энергообъединении стран СНГ и Балтии, а также результаты расчета необходимого значения крутизны СЧХ и общего коэффициента коррекции по частоте энергообъединения стран СНГ и Балтии, коэффициентов коррекции по частоте для параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии.

3-й этап: Секретариат КОТК в срок до 15 марта текущего года организует заочное голосование членов КОТК по вопросу согласования новых значений крутизны СЧХ и общего коэффициента коррекции по частоте энергообъединения стран СНГ и Балтии, а также коэффициентов коррекции по частоте для параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии. Результаты голосования оформляются Протоколом заочного решения.

4-й этап: На весеннем в текущем году заседании КОТК в повестку дня включается вопрос об утверждении новых значений крутизны СЧХ и общего коэффициента коррекции по частоте энергообъединения стран СНГ и Балтии, коэффициентов коррекции по частоте для параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии с рассмотрением Протокола заочного решения КОТК. Новые значения утверждаются Протокольным решением на срок один год до следующего весеннего заседания КОТК.

4. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков. Утверждены решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 г.
2. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков. Утверждена решением ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 г.
3. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии. Утверждена решением ЭЭС СНГ от 27 октября 2005 г.
4. UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance (Final policy 2.2 E, 20.07.2004).

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Пример расчета коэффициентов коррекции по частоте для параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии

№ п.п.	Страна	Годовая выработка электроэнергии, $E_i, 10^3 \text{МВт} \cdot \text{час}$	Коэффициент распределения, $C_i, \text{о.е.}$	Коэффициент коррекции по частоте, $K_{цi}, \text{МВт/Гц}$
1.	Российская Федерация	1006787,0	0,6932	13865
2.	Азербайджанская Республика	21173,3	0,0146	292
3.	Республика Беларусь	34864,8	0,0240	480
4.	Грузия	8746,0	0,0060	120
5.	Республика Казахстан	80074,2	0,0551	1103
6.	Киргизская Республика	11697,8	0,0081	161
7.	Республика Узбекистан	49199,8	0,0339	678
8.	Республика Таджикистан	15809,8	0,0109	218
9.	Украина	191878,0	0,1321	2642
10.	Республика Молдова	4032,6	0,0028	56
11.	Эстония	9103,0	0,0063	125
12.	Латвия	5053,0	0,0035	70
13.	Литва	13887,0	0,0096	191
	Суммарное (общее) значение	1452306,3	1	20000

Примечание: При осуществлении общего вторичного регулирования в энергообъединении стран СНГ и Балтии устанавливается общий коэффициент коррекции по частоте энергообъединения стран СНГ и Балтии.

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

(наименования энергосистем)

СОГЛАСОВАНО

решением КОТК

Протокол № ____ от _____ 20__ г.

1. Общие требования

1.1. Настоящее Соглашение о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы

(наименования энергосистем)

(далее – Соглашение) распространяется на взаимоотношения системных операторов энергосистем

(наименования энергосистем)

(далее – совместно упоминаемых как «Стороны»), в той части, которая требует взаимно скоординированных действий или затрагивает интересы другой Стороны, и является документом обязательным для исполнения всеми Сторонами Соглашения.

1.2. На межгосударственных линиях электропередачи (далее – МГЛЭП) должна быть установлена и оформлена двухсторонним актом граница эксплуатационного обслуживания по каждой МГЛЭП.

1.3. При определении порядка производства работ на своем участке эксплуатационного обслуживания каждая Сторона руководствуется правилами безопасности при эксплуатации электроустановок (далее – Правила безопасности), действующими на территории соответствующего государства.

1.4. В целях обеспечения безопасности, а также координации действий при организации ремонтных работ на МГЛЭП, находящихся под наведенным напряжением, Стороны утверждают Перечень МГЛЭП, находящихся под наведенным напряжением, являющийся неотъемлемым приложением к настоящему Соглашению. В Перечне МГЛЭП, находящихся под наведенным напряжением, в том числе, определяются места разделения МГЛЭП на электрически не связанные участки и Стороны, производящие работы по разрезанию шлейфов. Стороны также принимают меры по разработке и взаимному согласованию схем заземления МГЛЭП, обеспечивающих возможность одновременной работы ремонтного персонала Сторон.

1.5. Стороны в соответствии с Правилами безопасности, действующими на территориях государств Сторон определяют работников, уполномоченных на выдачу разрешения на подготовку рабочих мест и на допуск к ремонтным работам на МГЛЭП, и должны своевременно обмениваться списками работников (диспетчеров), уполномоченных соответствующим диспетчерским центром (далее – ДЦ) на ведение оперативных переговоров и выдачу диспетчерских команд и разрешений на изменение эксплуатационного состояния МГЛЭП.

1.6. За предварительно выполненные операции по подготовке МГЛЭП для безопасного производства работ в объеме настоящего

Соглашения отвечает диспетчер ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится выводимая в ремонт МГЛЭП.

1.7. Несоблюдение условий настоящего Соглашения рассматривается комиссией, созданной Сторонами.

2. Организационные мероприятия по выводу из работы (резерва) в ремонт и включении в работу МГЛЭП

2.1. Вывод из работы (резерва) в ремонт МГЛЭП должен оформляться диспетчерскими заявками независимо от наличия утвержденного плана (графика) ремонтов.

2.2. Порядок, сроки подачи, рассмотрения и согласования заявок, а также передачи ответов на них определяются взаимосогласованным положением по диспетчерскому управлению параллельной работой энергосистем _____ ..

(наименования энергосистем)

2.3. Переключения при изменении эксплуатационного состояния МГЛЭП должны производиться по утвержденным и согласованным Сторонами в установленном порядке типовым (разовым) программам переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП.

2.4. Типовая (разовая) программа переключений разрабатывается и утверждается ДЦ Сторон, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, и согласовывается с ДЦ Сторон, в операционной зоне которого находится объект электроэнергетики, на котором производятся переключения.

2.5. Перед началом выполнения операций по выводу в ремонт МГЛЭП по типовой (разовой) программе переключений, диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП:

- получает подтверждение от ДЦ в операционных зонах которых находятся энергообъекты, персонал которых участвует в производстве переключений, о готовности персонала энергообъектов к производству переключений, наличия на местах проверенных типовых (разовых) программ (бланков) переключений и возможности применения, указанных в них последовательностей переключений;

- получает подтверждение от ДЦ, инициировавшего подачу диспетчерской заявки, о готовности эксплуатирующей организации, в ремонтно-эксплуатационном обслуживании которой находится участок МГЛЭП в соответствии с актом о границе эксплуатационного обслуживания, к производству ремонтных работ на участке МГЛЭП;

- согласовывает вывод в ремонт МГЛЭП с ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится МГЛЭП;

- сообщает в ДЦ, в информационном ведении которых находится МГЛЭП о начале операций по выводу в ремонт МГЛЭП.

2.6. После выполнения операций по выводу в ремонт МГЛЭП диспетчер ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, дает диспетчеру ДЦ, в операционной зоне которого находится участок МГЛЭП, на котором планируется проведение ремонтных работ, подтверждение о выполнении необходимых операций по отключению и заземлению МГЛЭП; выдает указания об организации подготовки рабочих мест и допуска к работам на участке МГЛЭП с указанием времени окончания ремонтных работ на линии, срока аварийной готовности и других условий, указанных в разрешенной диспетчерской заявке.

2.7. Выдачу разрешения на подготовку рабочих мест и на допуск к производству работ, организацию своевременного снятия бригад с МГЛЭП в случае необходимости (в пределах срока аварийной готовности, указанного в диспетчерской заявке) производит работник, уполномоченный эксплуатирующей организацией, осуществляющей ремонтно-эксплуатационное обслуживание МГЛЭП или ее участка, в соответствии с актом о границе эксплуатационного обслуживания, непосредственно ответственному лицу осуществляющему допуск или через персонал других субъектов (объектов) электроэнергетики в зависимости от структуры оперативно-диспетчерского и ремонтно-эксплуатационного обслуживания МГЛЭП.

Учет количества и координацию допущенных бригад на участке МГЛЭП, производит работник, уполномоченный эксплуатирующей организацией, осуществляющей ремонтно-эксплуатационное обслуживание МГЛЭП или ее участка, в соответствии с актом о границе эксплуатационного обслуживания.

2.8. Операции по включению МГЛЭП в работу диспетчер ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, производит после получения от диспетчеров ДЦ устных уведомлений по установленной форме о полном окончании ремонтных работ на МГЛЭП и ее присоединениях, удалении всех бригад, отключении всех стационарных и снятии всех переносных заземлений, установленных при подготовке рабочих мест, удалении приспособлений и механизмов с рабочих мест, и подтверждения о готовности к включению МГЛЭП в работу.

2.9. В случае необходимости включения МГЛЭП в работу до разрешенного диспетчерской заявкой срока окончания работ, или окончании срока диспетчерской заявки и отсутствии сообщений подтверждающих готовность к включению МГЛЭП в работу, диспетчер ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, дает указание диспетчеру ДЦ, в операционной зоне которого находится участок МГЛЭП, принять меры обеспечивающие включение МГЛЭП в работу в сроки указанной аварийной готовности.

3. Технические мероприятия по организации безопасного выполнения работ на МГЛЭП, не находящихся под наведенным напряжением

3.1. Для подготовки рабочего места при работах, требующих снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

3.1.1. Произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место производства работ вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов.

3.1.2. На приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты, согласно действующим на территории соответствующего государства Правилам безопасности.

3.1.3. Проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены в целях обеспечения безопасности работающих бригад.

3.1.4. На местах производства работ установлены заземления (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления).

3.1.5. Вывешены плакаты безопасности, ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, к которым возможно приближение в процессе производства работ.

3.2. С каждой стороны, откуда коммутационным аппаратом может быть подано напряжение на место производства работ, должен быть создан видимый разрыв, образованный посредством отключения коммутационных аппаратов, а в случае их отсутствия путем отсоединения шин, проводов и тд.

3.3. При работах на отключенном линейном разъединителе, независимо от наличия заземляющих ножей в сторону МГЛЭП, на спусках проводов с порталов к линейному разъединителю должны быть установлены дополнительные переносные заземления со стороны МГЛЭП, не препятствующие операциям с линейным разъединителем.

Установка указанного заземления должна производиться по команде диспетчера ДЦ, в операционной зоне которого будут производиться работы на линейном разъединителе, уполномоченному представителю эксплуатирующей организации, с предварительным уведомлением диспетчера ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится данная МГЛЭП.

4. Технические мероприятия по организации безопасного выполнения работ на МГЛЭП, находящихся под наведенным напряжением

4.1. При выводе в ремонт МГЛЭП для производства ремонтных работ только на участке МГЛЭП, находящемся в эксплуатационном обслуживании эксплуатирующей организации одной из Сторон, диспетчер ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, выполняет все требования типовой (разовой) программы переключений по выводу в ремонт и обеспечивает режим ее заземления согласно требованиям, указанным в поданной диспетчерской заявке Стороны, эксплуатирующая организация государства которой производит ремонтные работы.

4.2. При выводе в ремонт МГЛЭП для одновременного производства работ на участках МГЛЭП, находящихся в эксплуатационном обслуживании эксплуатирующих организаций нескольких государств Сторон, диспетчер ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, выполняет все требования типовой (разовой) программы переключений по выводу в ремонт МГЛЭП и обеспечивает режим ее заземления в соответствии с принятыми Сторонами при согласовании типовой (разовой) программы переключений схемами заземления.

4.3. В диспетчерских заявках Сторон, эксплуатирующие организации государств которых производят ремонтные работы на участках МГЛЭП, находящихся под наведенным напряжением, должны быть указаны: допустимость совмещения работ на разных участках МГЛЭП, режим заземления МГЛЭП, обеспечивающий безопасное выполнение работ и указание на применение соответствующей типовой (разовой) программы переключений.

4.4. При невозможности проведения работ на МГЛЭП, в соответствии с согласованными Сторонами схемами заземления или сроками производится разделение МГЛЭП на электрически не связанные участки. Разделение МГЛЭП на электрически не связанные участки выполняется разрезанием шлейфов в местах, определенных Перечнем МГЛЭП, находящихся под наведенным напряжением (Приложение 1). При этом диспетчер ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, выполняет все требования типовой (разовой) программы переключений по выводу в ремонт МГЛЭП и обеспечивает режим ее заземления согласно требованиям, указанным в заявке Стороны, выполняющей разрезание и соединение шлейфов. После разрезания шлейфов Стороны, для обеспечения безопасного производства работ, самостоятельно производят установку заземлений на своих участках МГЛЭП, в соответствии с требованиями Правил безопасности. Места установки заземлений указываются в диспетчерских заявках Сторон.

Перечень МГЛЭП, находящихся под наведенным напряжением

№ п/п	U, кВ	Диспетчерское наименование МГЛЭП	№ граничной опоры	№ опоры разделения МГЛЭП и принадлежность ее Стороне	Сторона, производящая разделение (соединение) МГЛЭП
----------	-------	----------------------------------	-------------------------	--	---

- 1.
- 2.
- 3.

Приложение 4

**Значения Коэффициентов коррекции по частоте ($K_{ч1}$)
для параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии
на 2011 год**

№ п.п.	Страна	Коэффициент коррекции по частоте, $K_{ч1}$, МВт/Гц
1.	Российская Федерация*	14151
2.	Азербайджанская Республика	252
3.	Республика Беларусь	458
4.	Грузия	123
5.	Республика Казахстан	1 159
6.	Киргизская Республика	167
7.	Республика Узбекистан	731
8.	Украина	2 560
9.	Республика Молдова	85
10.	Эстония	154
11.	Латвия	93
12.	Литва	66

Системный оператор Российской Федерации, осуществляющий общее вторичное регулирование в энергообъединении стран СНГ и Балтии, устанавливает в системе АРЧМ коэффициент коррекции по частоте, равный 20000 МВт/Гц.

Приложение 5

Величины необходимых резервов нормированного первичного регулирования в энергосистемах стран СНГ и Балтии

№ п.п.	Страна	Необходимый резерв НПРЧ, МВт
1.	Российская Федерация	± 849.12
2.	Азербайджанская Республика	± 15.12
3.	Республика Беларусь	± 27.48
4.	Грузия	± 7.44
5.	Республика Казахстан	± 69.60
6.	Киргизская Республика	± 10.08
7.	Республика Узбекистан	± 43.92
8.	Украина	± 153.60
9.	Республика Молдова	± 5.04
10.	Эстония	± 9.24
11.	Латвия	± 5.64
12.	Литва	± 3.96
	Величина суммарного резерва первичного регулирования в энергообъединении стран СНГ и Балтии	± 1200