
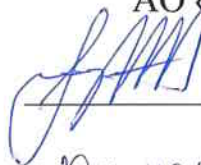


УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Председателя
Правления АО «КЕГӨС»


Б.М. Жазыкбаев
«10» декабря 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
Председателя Правления
АО «СО ЕЭС»


С.А. Павлушко
«20» ноября 2024 г.

ПОЛОЖЕНИЕ

**об организации оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС Казахстана и ЕЭС России**

СОДЕРЖАНИЕ

1. Термины и сокращения	3
2. Основные положения.....	8
3. Порядок организации взаимоотношений	9
4. Планирование режимов параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана	11
5. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана.....	12
6. Порядок ведения оперативных переговоров.....	13
7. Порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок	15
8. Порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана	21
9. Порядок производства переключений на МГЛЭП.....	23
10. Прочие положения	24
Приложение 1	25
Приложение 2	26
Приложение 3	27
Приложение 4	30
Приложение 5	37
Приложение 6	43
Приложение 7	49

1. Термины и сокращения

Диспетчерский персонал – работники субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;

Диспетчерская заявка (заявка) – документ, в котором оформляется ответственное намерение собственника или иного законного владельца объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки изменить технологический режим работы или эксплуатационное состояние объекта диспетчеризации;

Диспетчерская команда (команда) – указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу нижестоящего или смежного диспетчерского центра или оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии;

Диспетчерское разрешение (разрешение) – разрешение совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с изменением технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу другого диспетчерского центра либо оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии;

Диспетчерское управление – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра;

Диспетчерское ведение – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей

электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром (с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра);

Диспетчерское наименование – точное название объекта электроэнергетики (электростанции, подстанции, переключательного пункта, линии электропередачи), основного и вспомогательного оборудования объекта электроэнергетики, устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, оборудования автоматизированных систем диспетчерского управления и автоматизированных систем технологического управления, которое однозначно определяет оборудование или устройство в пределах одного объекта электроэнергетики и объект электроэнергетики в пределах операционной зоны диспетчерского центра;

Информационное ведение – организация информирования одним диспетчерским центром другого диспетчерского центра о разрешенных (отказанных) диспетчерских заявках на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и его уведомления при изменении эксплуатационного состояния соответствующих объектов диспетчеризации, не требующих согласования таких изменений с диспетчерским центром, получающим указанную информацию;

Контролируемое сечение – совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, переток активной мощности по которым контролируется и/или регулируется в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования;

Сечение экспорта-импорта – технологически обусловленная задачами планирования, управления электроэнергетическим режимом параллельной работы и организации поставок электрической энергии совокупность межгосударственных линий электропередачи между энергосистемами (частями энергосистем) двух и более государств. Перечень сечений экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана и межгосударственных линий электропередачи, входящих в сечения экспорта-импорта, представлен в Приложении 1 к настоящему Положению;

Нормальный режим энергосистемы – электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются резервы мощности и запасы топлива на электрических станциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;

Объекты диспетчеризации – линии электропередачи, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства релейной защиты и автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование объектов

электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра, а также параметры технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра, включенные соответствующим диспетчерским центром в перечень таких объектов, с распределением их по способу управления (ведения);

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

Оперативные переговоры – переговоры между диспетчерским и/или оперативным персоналом и другими работниками, допущенными к ведению оперативных переговоров, в которых:

- отдаются (принимаются) команды и разрешения, направленные на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, в том числе для предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима;

- передается (принимается) информация о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии линий электропередачи, оборудования и устройств, параметрах режима работы энергосистемы (энергорайона), объекта электроэнергетики, а также о фактическом состоянии оборудования и срабатывании устройств релейной защиты и автоматики при нарушениях нормального режима;

- передаются сообщения лицам, уполномоченным выдавать разрешения на подготовку рабочего места и допуск к работам, о мероприятиях, выполненных в соответствии с программой переключений и обеспечивающих безопасность производства работ;

- принимаются сообщения об окончании производства работ, выполнении всех необходимых организационных и технических мероприятий и согласие на включение линий электропередачи, оборудования и устройств в работу;

- передается разрешение на подготовку рабочего места и на допуск к работам на линиях электропередачи, оборудовании и устройствах, принимаются сообщения об окончании работ и готовности к вводу в работу линий электропередачи, оборудования и устройств;

- отдается рапорт вышестоящему диспетчерскому или оперативному персоналу;

- определяется общий порядок операций и действий для решения задач по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима.

Примечание — Право персонала осуществлять оперативные переговоры должно быть оформлено распорядительным документом соответствующей организации.

Оперативный журнал – документ, предназначенный для фиксации диспетчерским персоналом событий и информации в объеме, определяемом соответствующими нормативными документами субъекта электроэнергетики;

Операционная зона – территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр;

Плановый почасовой график сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта-импорта – график среднечасовых значений электрической мощности по сечению экспорта-импорта, формируемый на каждые предстоящие сутки;

Аварийная готовность – время, в пределах которого выведенные в ремонт линии электропередачи, оборудование или устройства должны быть подготовлены к началу операций по включению в работу или пусковым операциям (для энергетического оборудования) по диспетчерской команде диспетчерского персонала в отношении объектов диспетчеризации или по указанию оперативного персонала;

Суточный почасовой диспетчерский график – совокупность плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта;

Синхронная зона – совокупность синхронно работающего генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей, имеющих общую частоту электрического тока;

Технологический режим работы – процесс, протекающий в линиях электропередачи, оборудовании, устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки, включая параметры настройки комплексов и устройств релейной защиты и автоматики;

Релейная защита – совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий и других ненормальных режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их повреждению и/или нарушению устойчивости энергосистемы, и действующих на отключение коммутационных аппаратов в целях отключения этих линий электропередачи и оборудования от энергосистемы и/или на формирование предупредительных сигналов;

Релейная защита и автоматика – релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики;

Противоаварийная автоматика – совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и

параметрами настройки для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного электроэнергетического режима;

Эксплуатационное состояние ЛЭП, оборудования – состояние линии электропередачи [оборудования]: в работе (в том числе нахождение под напряжением), в резерве, ремонте, вынужденном простое или в консервации;

Эксплуатационное состояние устройства релейной защиты и автоматики – состояние устройства релейной защиты и автоматики: введено в работу, оперативно выведено (не для производства работ), выведено для технического обслуживания;

Электроэнергетическая система (энергосистема) – совокупность объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных общим режимом работы в едином технологическом процессе производства, передачи и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

Электроэнергетический режим энергосистемы – совокупность технических параметров, характеризующих единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

В Положении применены следующие обозначения и сокращения:

АО «KEGOC»	– АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) "KEGOC";
АО «СО ЕЭС»	– АО «Системный оператор Единой энергетической системы»;
АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления;
ДЦ	– диспетчерский центр;
ЛЭП	– линия электропередачи;
МГЛЭП	– межгосударственная линия электропередачи;
НДЦ СО	– филиал АО «KEGOC» Национальный диспетчерский центр Системного оператора;
ОДУ	– Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление»;
ОГ	– отключение генераторов;
ОН	– отключение нагрузки;
ПА	– противоаварийная автоматика;
РЗ	– релейная защита;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
РДУ	– Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление»;

РДЦ	– Региональный диспетчерский центр филиала МЭС АО «KEGOC»;
СДТУ	– средства диспетчерского и технологического управления;
ЦДУ	– главный диспетчерский центр АО «СО ЕЭС».

2. Основные положения

2.1. Настоящее положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС Казахстана и ЕЭС России (далее – Положение) устанавливает порядок взаимодействия диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» (ЦДУ, ОДУ, РДУ) и АО «KEGOC» (НДЦ СО, РДЦ) (далее совместно упоминаемых как ДЦ) при организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и ЕЭС Казахстана и определяет:

- порядок планирования электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- порядок планирования ремонтов ЛЭП, оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, отнесенных к объектам диспетчеризации ДЦ;
- порядок управления электроэнергетическими режимами параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- порядок производства переключений при изменении эксплуатационного состояния (вывод в ремонт и ввод в работу) МГЛЭП;
- порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок;
- порядок ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом;
- порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления.

2.2. Задачами оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и ЕЭС Казахстана являются:

- регулирование частоты электрического тока, регулирование сальдо перетоков активной мощности с коррекцией по частоте;
- регулирование сальдо перетоков активной мощности по сечениям экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана для выполнения суточного почасового диспетчерского графика;
- управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации;
- поддержание уровней напряжения в контрольных пунктах по напряжению;
- планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;

– регулирование перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;

– предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана.

3. Порядок организации взаимоотношений

3.1. Оперативно-диспетчерское управление параллельной работой ЕЭС России и ЕЭС Казахстана осуществляется следующими диспетчерскими центрами (филиалами):

- от ЕЭС России – АО «СО ЕЭС» в составе:
 - ЦДУ;
 - ОДУ Сибири;
 - ОДУ Урала;
 - ОДУ Средней Волги;
 - ОДУ Юга;
 - Астраханское РДУ;
 - Волгоградское РДУ;
 - Саратовское РДУ;
 - Самарское РДУ;
 - Оренбургское РДУ;
 - Челябинское РДУ;
 - Свердловское РДУ;
 - Омское РДУ;
 - Новосибирское РДУ.
- от ЕЭС Казахстана – АО «КЕГОС» в составе:
 - НДЦ СО;
 - Акмолинский РДЦ;
 - Актюбинский РДЦ;
 - Восточный РДЦ;
 - Западный РДЦ;
 - Костанайский РДЦ;
 - Северный РДЦ;
 - Алматинский РДЦ.

3.2. Взаимодействие нижестоящих ДЦ АО «КЕГОС» (РДЦ) и АО «СО ЕЭС» (РДУ) по вопросам, не урегулированным настоящим Положением, в отношении ЛЭП, оборудования, устройств, находящихся в их диспетчерском управлении или ведении, определяется документами, разрабатываемыми и утверждаемыми соответствующими ДЦ, при условии, что утверждаемые ими документы не противоречат настоящему Положению.

3.3. ДЦ совместно разрабатывают документы по управлению режимами параллельной работы энергосистем, производству переключений, предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима

электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана.

3.4. Взаимодействие ДЦ при определении принципов выполнения, выбора типа и организации эксплуатации устройств РЗ и АПВ осуществляется в соответствии с Положением о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов), (утвержденным Координационным советом при Электроэнергетическом Совете СНГ (Протокол №2 от 15.12.2021)).

ДЦ обеспечивают взаимодействие при создании (модернизации) и организации эксплуатации, определении объемов, мест размещения, мест реализации управляющих воздействий устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

3.5. Перечень объектов диспетчеризации диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и АО «KEGOC» с распределением их по способу управления приведен в приложении 2 к настоящему Положению.

3.6. Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного ДЦ и в диспетчерском ведении одного или нескольких ДЦ.

В диспетчерском ведении ДЦ должны находиться объекты диспетчеризации, не отнесенные в его диспетчерское управление, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют на максимально допустимые перетоки в контролируемых сечениях и режимы параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России.

3.7. Операции по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации должны производиться по команде диспетчерского персонала ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится объект диспетчеризации, и с разрешения диспетчерского персонала всех ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится данный объект диспетчеризации.

3.8. Организация обмена информацией, включающего обмен телеметрической информацией и порядок организации телефонной связи для оперативных переговоров между ДЦ, определяется действующим Соглашением об информационном обмене между АО «СО ЕЭС» и АО «KEGOC».

3.9. Соглашением об информационном обмене между АО «СО ЕЭС» и АО «KEGOC» утверждается перечень телеизмерений и телесигналов, передаваемых с объектов электроэнергетики ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, в том числе ретранслируемых в нижестоящие ДЦ.

3.10. Порядок организации обмена параметрами ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, а также устройств/комплексов ПА для актуализации расчетных моделей централизованной системы противоаварийной автоматики указан в приложении 7 к настоящему Положению

3.11. ДЦ, осуществляющие технологическое взаимодействие, должны ежегодно до 01 января каждого года, а также при внесении изменений, обмениваться:

- нормальными схемами электрических соединений объектов электроэнергетики, на которых расположены объекты диспетчеризации ДЦ или передается телеметрическая информация;

- нормальными схемами электрических соединений объектов электроэнергетики, расположенных в операционных зонах ДЦ (схемами для нормального режима энергосистемы);

- списками диспетчерского персонала, допущенного к ведению оперативных переговоров и производству переключений;

- списками лиц из числа административно-технического персонала, имеющих право подписания диспетчерских заявок.

Все списки должны представляться с указанием фамилии, имени, отчества, должности, номеров телефонов и адресов электронной почты персонала отдельно по каждому ДЦ. ДЦ обязаны своевременно уведомлять о внесенных в списки изменениях.

3.12. Рабочим языком в процессе планирования и управления режимами параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России и связанного с ним ведения документации принимается русский язык.

3.13. При ведении оперативных переговоров диспетчерского персонала ДЦ и в документах, определяющих порядок управления режимами параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, принимается московское время.

4. Планирование режимов параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана

4.1. Планирование режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России осуществляется ЦДУ и НДЦ СО в соответствии с действующим Положением по планированию режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России (утвержденным Управляющим директором по развитию НЭС и системным услугам АО «КЕГОС», заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС», Заместителем Председателя Правления ПАО «ФСК ЕЭС» 02.02.2016 года).

4.2. Состав контролируемых сечений и величина максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях определяется инструкциями по режимам параллельной работы энергосистем Казахстана и России.

4.3. При новом строительстве, изменении параметров ЛЭП, оборудования, логики действия и/или объема управляющих воздействий устройств ПА, оказывающих влияние на величины максимально допустимых перетоков активной мощности, ДЦ, на территории операционной зоны которого произошли изменения, заблаговременно направляет на согласование предложения по изменению максимально допустимых перетоков активной мощности с указанием причин изменений. Максимально допустимые перетоки активной мощности определяются в соответствии с «Методическими указаниям по устойчивости параллельно работающим энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии» (утверждены Решением Электроэнергетического Совета СНГ Протокол №53 от 02.11.2018).

4.4. Регламент формирования сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования, сводного годового графика технического обслуживания устройств РЗА, сводных месячных графиков ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования представлен в приложении 3 к настоящему Положению.

4.5. Порядок корректировки планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана представлен в приложении 6 к настоящему Положению.

5. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана

5.1. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана осуществляется при соблюдении максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП, оборудования и допустимых уровней напряжения на объектах электроэнергетики.

5.2. Регулирование частоты осуществляется согласованными действиями диспетчерского персонала ДЦ. При параллельной работе ЕЭС России с ЕЭС Казахстана значения частоты должны находиться в пределах $50 \pm 0,05$ Гц с допустимым отклонением значений частоты в пределах $50 \pm 0,2$ Гц и восстановлением частоты до уровня $50 \pm 0,05$ Гц за время, не превышающее 15 минут.

5.3. ЦДУ обеспечивает регулирование частоты, НДЦ СО обеспечивает регулирование сальдо перетоков активной мощности ЕЭС Казахстана, как алгебраической суммы перетоков активной мощности по всем МГЛЭП ЕЭС Казахстана с ЕЭС России, с коррекцией по частоте. Взаимодействие ЦДУ и НДЦ СО по вопросам регулирования частоты и перетоков активной мощности по МГЛЭП и контролируемым сечениям, в том числе при определении Коэффициента частотной коррекции для ЕЭС Казахстана регламентируется Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков активной

мощности (утверждены решением Электроэнергетического совета СНГ, протокол № 48 от 23 октября 2015 года).

5.4. Регулирование напряжения в контрольных пунктах по напряжению и перетоков реактивной мощности между ЕЭС Казахстана и ЕЭС России производится согласно «Правилам регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности», утвержденным решением Электроэнергетического Совета СНГ (протокол № 31 от 29.05.2007).

5.5. Среднечасовые значения электрической мощности суточного почасового диспетчерского графика необходимо поддерживать в течение часа.

Переход от одного часового значения мощности к другому начинается не более чем за 5 (пять) минут до конца текущего часа и завершается не более чем через 5 (пять) минут после начала следующего часа.

Среднечасовая величина допустимого отклонения фактического сальдо перетоков мощности от заданного диспетчерским графиком определяется действующим Договором о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации. (Договор №400 от 23.04.2010 года).

6. Порядок ведения оперативных переговоров

6.1. Диспетчерский персонал ДЦ имеет право вести оперативные переговоры с диспетчерским персоналом, допущенным к ведению оперативных переговоров, в соответствии со списком, указанным в п. 3.111 настоящего Положения.

6.2. При ведении оперативных переговоров должны использоваться диспетчерские наименования объектов диспетчеризации и объектов электроэнергетики, указанные в Приложении 2 к настоящему Положению. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований в процессе ведения оперативных переговоров запрещается.

6.3. Оперативные переговоры должны быть предельно четкими и лаконичными, вестись технически грамотно и исключать неправильную трактовку.

6.4. Оперативные переговоры должны начинаться с сообщения фамилий ведущих оперативные переговоры, с указанием должности и принадлежности к соответствующему ДЦ. При использовании телефонной связи для оперативных переговоров допускается указывать только фамилии лиц, ведущих оперативные переговоры. При ведении оперативных переговоров разрешается только официальное обращение к собеседнику – по фамилии или по имени и отчеству.

6.5. Диспетчерскому персоналу запрещается вести переговоры по телефонной связи для оперативных переговоров, не связанные с выполнением должностных обязанностей.

6.6. Допускается передача команд (разрешений) персоналу, телефонная связь для оперативных переговоров с которым нарушилась, через

диспетчерский персонал ДЦ, телефонная связь для оперативных переговоров с которым исправна. Данный персонал записывает команду (разрешение) в оперативный журнал и в точности передаёт команду (разрешение) персоналу, которому она была адресована, с указанием фамилии и должности отдавшего команду.

6.7. Команда должна отдаваться в повелительной форме, с обязательным указанием времени отдачи команды.

6.8. Выслушав команду, диспетчерский персонал должен дословно повторить текст команды и получить подтверждение, что команда понята правильно. Правильность понимания отданной команды подтверждается диспетчерским персоналом, отдавшим команду, словами *«Правильно. Выполняйте»*.

6.9. После запроса, разрешение должно отдаваться в утвердительной форме, с обязательным указанием времени отдачи разрешения.

6.10. Выслушав разрешение, диспетчерский персонал, запрашивающий разрешение, должен подтвердить правильность понимания полученного разрешения диспетчерскому персоналу, отдавшему разрешение, словами *«Понял. Выполняю»*.

6.11. Команда диспетчерского персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательна к исполнению получившим ее диспетчерским персоналом ДЦ.

В случае если диспетчерскому персоналу, получившему команду, она представляется ошибочной, он обязан немедленно доложить об этом лицу, отдавшему команду. При подтверждении команды диспетчерский персонал, получивший указанную команду, обязан ее выполнить.

6.12. Диспетчерскому персоналу запрещается отдавать и выполнять команды, если их исполнение создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования или приводит к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

О своем отказе выполнить команду диспетчерский персонал должен немедленно доложить лицу, отдавшему команду и своему административно-техническому руководителю, а также зафиксировать отказ в оперативном журнале с указанием причины.

6.13. Все оперативные переговоры диспетчерского персонала ДЦ должны регистрироваться электронными средствами регистрации переговоров.

ДЦ должны обеспечить сохранность указанной информации в течение не менее чем 3 месяцев со дня ее регистрации.

6.14. Команды (разрешения) диспетчерского персонала при согласованном изменении суточного почасового диспетчерского графика должны фиксироваться в документации в соответствии с Порядком взаимодействия, согласования и регистрации корректировок суточного почасового диспетчерского графика (приложение 6 к настоящему Положению).

6.15. После принятия смены диспетчеры ЦДУ и НДЦ СО обмениваются между собой следующей информацией:

- о составе дежурной смены;
- об отклонениях от нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, на которых расположены объекты диспетчеризации (о выводе в ремонт ЛЭП по аварийным и неотложным диспетчерским заявкам, о досрочном вводе ЛЭП в работу, отказе от планируемых ремонтных работ на ЛЭП по разрешенной диспетчерской заявке);
- о наличии и возможности предоставления резерва активной мощности;
- сложности при управлении электроэнергетическим режимом параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России (контролируемые сечения с перетоками активной мощности, близкими к МДП, замечания по уровням напряжения).

7. Порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок

7.1. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, а также изменения технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации, (далее – изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации) независимо от его включения в согласованные сводный годовой график ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования, сводный годовой график технического обслуживания устройств РЗА, сводные месячные графики ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования (далее – график ремонтов объектов диспетчеризации) ДЦ должна быть оформлена и подана в соответствующий ДЦ диспетчерская заявка. Схемы прохождения диспетчерских заявок между ДЦ указаны в приложении 4 к настоящему Положению.

7.2. Для каждого объекта диспетчеризации должна быть оформлена отдельная диспетчерская заявка. Работы, выполняемые на ЛЭП на разных объектах электроэнергетики (подстанция, электростанция), оформляются отдельными диспетчерскими заявками.

7.3. В зависимости от вида работ диспетчерские заявки подразделяются на следующие категории:

- **плановые (ПЛ)** – диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, подаваемые в соответствии с утвержденными сводными месячными графиками ремонтов в установленные ими сроками;

- **внеплановые (НПЛ)** – диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, не предусмотренное сводными месячными графиками ремонтов, подаваемые в иных случаях при возникновении в процессе

эксплуатации объекта диспетчеризации причин, которые невозможно было предвидеть на этапе формирования сводных месячных графиков ремонтов;

– **неотложные (НО)¹** – диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, подаваемые в случае необходимости срочного отключения объекта диспетчеризации для выполнения работ по предотвращению повреждения объектов диспетчеризации и аварийных отключений вследствие выхода параметров их работы за пределы, допустимые по условиям безопасной эксплуатации;

– **аварийные (АВ)** – диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, подаваемые в случае отключения ЛЭП, оборудования в результате действия устройства РЗА или отключения ЛЭП, оборудования дежурным работником при наличии угрозы жизни людей или повреждения соответствующих ЛЭП, оборудования, а также в случаях отключения устройств РЗА дежурным работником при неисправности или ложных (излишних) срабатываниях указанных устройств.

7.4. Регламент подачи плановых и внеплановых диспетчерских заявок указан в таблице 1.

Таблица 1

День недели	Прием заявок на	Время приема на рассмотрение	Время передачи ответов
Понедельник	Четверг	Понедельник до 10 ⁰⁰	На среду до 17 ³⁰
Вторник	Пятницу, субботу, воскресенье, понедельник	Вторник до 10 ⁰⁰	На четверг до 17 ³⁰
Среда	Суббота, воскресенье, понедельник	Среда до 10 ⁰⁰	На пятницу до 17 ³⁰
Четверг	Вторник	Четверг до 10 ⁰⁰	На субботу, воскресенье, понедельник до 17 ³⁰
Пятница	Среду	Пятница до 10 ⁰⁰	На вторник до 16 ⁰⁰

¹ Категория заявок «неотложные» применяется для работ, выполняемых на территории операционной зоны диспетчерских центров АО «СО ЕЭС». Аналогичные работы, выполняемые на территории операционной зоны НДЦ СО, оформляются диспетчерской заявкой категории «аварийная»

7.5. Сроки подачи заявок на нерабочие праздничные и первые после праздника рабочие дни определяются ЦДУ и НДЦ СО и заблаговременно направляются официальными письмами в соответствующие ДЦ.

7.6. Аварийная диспетчерская заявка оформляется в возможно короткий срок, но не позднее 12 часов с момента изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, и должна содержать причины отключения и ориентировочный срок ремонта.

7.7. Аварийные и неотложные диспетчерские заявки принимаются ДЦ в любое время суток, при этом неотложные заявки принимаются за любое время до срока начала заявки.

7.8. В нерабочее время прием, оформление и проработка аварийных и неотложных заявок осуществляется диспетчерским персоналом ДЦ.

7.9. Диспетчерские заявки подразделяются на следующие виды:

- *первичные диспетчерские заявки* – вновь оформленные диспетчерские заявки;
- *диспетчерские заявки на продление* – диспетчерские заявки, продлевающие действие ранее разрешенных диспетчерских заявок.

7.10. Диспетчерская заявка на продление должна подаваться заблаговременно, но не менее чем за 24 часа до истечения согласованного ранее срока окончания ремонта с указанием причины продления и нового срока окончания ремонта. Срок начала работ по диспетчерской заявке на продление должен соответствовать сроку окончания работ по продляемой диспетчерской заявке. Не допускается указывать в диспетчерской заявке на продление вид ремонта, отличный от указанного в первичной диспетчерской заявке.

7.11. Присоединение к работам на выведенном из работы объекте диспетчеризации оформляется диспетчерской заявкой в сроки, указанные в п. 7.4, при этом:

- срок окончания работ по такой диспетчерской заявке не должен превышать срок окончания работ по основной диспетчерской заявке;
- срок аварийной готовности не должен быть больше срока, указанного в основной диспетчерской заявке.

7.12. Прием, оформление и подача диспетчерских заявок осуществляется посредством применяемых в ДЦ информационно-управляющих систем. При невозможности их использования допускается передача диспетчерских заявок посредством факсимильной связи или электронной почты, позволяющей достоверно установить, что документ исходит от заявителя, с последующим оформлением в информационно-управляющей системе.

Рекомендуемая форма диспетчерской заявки и требования к порядку заполнения полей диспетчерской заявки приведены в приложении 4 к настоящему Положению.

7.13. В случае ограничения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении сети операционной зоны соответствующих ДЦ, вызванного изменением эксплуатационного состояния или технологического режима работы оборудования или устройств, не являющихся объектами диспетчеризации данного ДЦ, должна быть подана диспетчерская заявка на «Режим работы ЕЭС Казахстана – ЕЭС России» с указанием причины ограничения и контролируемого сечения, по которому имеется ограничение.

7.14. Если при изменении эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, неучтенного в процедурах планирования режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, требуется корректировка планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта-импорта, в диспетчерской заявке на это изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации в поле «Оперативные указания» соответствующим диспетчерским центром должен быть указан скорректированный почасовой график сальдо перетоков электрической энергии (мощности) в сечении экспорта-импорта:

- для создаваемой электрической схемы (на время, не превышающее текущие и/или следующие операционные сутки, в течение которых изменение не было учтено в процедурах планирования);

- для случая, когда диспетчерская заявка не может быть реализована или фактические сроки ее реализации не соответствуют разрешенным срокам (реализация заявки началась позже или закончилась раньше разрешенного срока).

В случае, если в заявке на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объектов диспетчеризации, в поле «Оперативные указания» соответствующим ДЦ не указан новый почасовой график сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта-импорта, данная заявка рассматривается без изменения планового почасового графика сальдо перетоков.

7.15. Диспетчерская заявка, подаваемая в ДЦ, должна быть рассмотрена технологическими службами и подписана главным диспетчером (лицом его замещающим) ДЦ подающего диспетчерскую заявку.

7.16. Возможность проведения работ на МГЛЭП 110 кВ должна быть предварительно согласована соответствующими РДУ и РДЦ перед направлением диспетчерской заявки на согласование в вышестоящие ДЦ. Информация о предварительном согласовании проведения таких работ с указанием согласованных сроков их реализации должна быть указана в поле заявки «Оперативные указания».

7.17. В случае нарушения подающим диспетчерскую заявку ДЦ сроков, указанных в п. 7.4, получивший диспетчерскую заявку ДЦ может отказать в ее согласовании или рассмотреть на другой срок в соответствии с регламентом.

7.18. Неотложная диспетчерская заявка рассматривается незамедлительно после ее получения для определения возможности ее реализации с точки зрения подготовки электроэнергетического режима с учетом условий ранее разрешенных или действующих диспетчерских заявок. Диспетчерская заявка может быть согласована в просимый срок либо в другой срок с учетом необходимости создания условий реализации диспетчерской заявки (прохождение максимума нагрузок, мобилизация резерва, включение оборудования из резерва, ремонта и т.п.).

7.19. Аварийная диспетчерская заявка принимается к сведению и подлежит немедленному рассмотрению для учёта сложившейся схемы электрической сети и режима, а также корректировки условий реализации ранее разрешённых или открытых диспетчерских заявок. При этом аварийная заявка учитывается при рассмотрении плановых, внеплановых, неотложных диспетчерских заявок на весь срок аварийного ремонта. При невозможности обеспечения требований нормативных документов, положений и производственных инструкций вследствие проведения аварийного ремонта, отдается команда на завершение ремонтных работ по открытым плановым и внеплановым диспетчерским заявкам в срок аварийной готовности и включение объекта диспетчеризации в работу.

7.20. При рассмотрении плановых диспетчерских заявок ДЦ должны учитываться:

- соответствие заявки согласованному сводному месячному графику ремонтов объектов диспетчеризации;
- наличие полного комплекта заявок в соответствии с характером производимых работ;
- соответствие запрошенных сроков фактическому объему работ;
- возможность безопасного выполнения работ;
- потеря функций РЗА, определяющих режим параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- находящиеся в работе устройства РЗА;
- режимные указания действующих и разрешенных диспетчерских заявок;
- наличие программ (типовых программ) переключений и ссылка на них;
- актуальность сроков аварийной готовности;
- надежность параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана при всей совокупности выполняемых в это же время работ по диспетчерским заявкам;
- реализуемость плановых почасовых графиков сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечениям экспорта-импорта между ЕЭС Казахстана и ЕЭС России;
- дополнительные условия согласования диспетчерских заявок: ввод в работу объекта диспетчеризации, выполнение дополнительных режимных мероприятий и т.п.

7.21. При рассмотрении нескольких диспетчерских заявок на один объект диспетчеризации в полях «Режимные указания» и «Релейные указания» диспетчерских заявок не допускается ссылка на информацию, содержащуюся в других диспетчерских заявках. Указания должны быть одинаковыми во всех таких диспетчерских заявках и должны отражаться в полном объеме.

7.22. Каждый ДЦ при рассмотрении диспетчерских заявок, в случае необходимости, выдает указания о:

- значениях максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и иные режимные указания на время производства переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) объектов диспетчеризации и на время действия диспетчерской заявки;
- способах регулирования режимных параметров (напряжений, перетоков активной мощности по ЛЭП, оборудованию, контролируемым сечения и др.) в ремонтной схеме, приоритеты способов регулирования;
- потерях функций РЗА с указанием наименования соответствующих устройств;
- дублировании, в случае дублирования всех или части функций РЗА, и отсутствии потерь, в случае отсутствия потерь функций РЗА;
- потерях управляющих воздействий ПА с указанием наименования ПА и объекта ее установки.

7.23. Диспетчерские заявки не подлежат согласованию, если установлено, что изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы может привести к наступлению следующих последствий:

- выход параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений;
- нарушение устойчивости режима работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- угроза жизни людей или повреждение ЛЭП, оборудования;
- возникновение недостатка электрической энергии (электрической мощности) в ЕЭС России или ЕЭС Казахстана.

7.24. Диспетчерские заявки не подлежат согласованию, если указанные в заявке содержание работ и/или объем проводимых работ не соответствуют просимым срокам и категории заявки.

7.25. Решение ДЦ об отказе в согласовании диспетчерской заявки должно содержать причины отказа, а также перечень условий, при выполнении которых изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации может быть согласовано, и предполагаемый срок проведения работ.

7.26. Независимо от наличия согласованной диспетчерской заявки, изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении (ведении) ДЦ, производится только по диспетчерской команде (разрешению)

диспетчерского персонала соответствующего ДЦ, полученной непосредственно перед началом работ по реализации согласованной диспетчерской заявки.

7.27. Не допускается замена объекта диспетчеризации, на котором планируется проведение работ, характера и условий работ, указанных в разрешенной диспетчерской заявке.

7.28. В случае задержки времени вывода в ремонт ЛЭП, оборудования, устройства срок включения в работу остается прежним, согласно диспетчерской заявке. Если задержка вывода в ремонт объекта диспетчеризации привела к необходимости продления ремонтных работ, должна быть оформлена диспетчерская заявка на продление.

7.29. Закрытые диспетчерские заявки должны храниться в ДЦ не менее трех лет с момента закрытия заявки.

7.30. При оформлении диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния МГЛЭП должны соблюдаться требования действующего Положения о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных линиях электропередачи, находящихся под наведенным напряжением и связывающих энергосистемы России и Казахстана.

8. Порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана

8.1. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана осуществляется диспетчерским персоналом ДЦ в соответствии с действующей Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем Казахстана и России.

8.2. Основными задачами диспетчерского персонала ДЦ при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем Казахстана и России (далее – ликвидация нарушений нормального режима) являются (в порядке снижения приоритетности):

- обеспечение безопасности персонала объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей;
- исключение повреждения ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики;
- предотвращение развития и локализация нарушения нормального режима;
- обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима;
- восстановление энергоснабжения потребителей;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы синхронной зоны ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, отдельных ее частей или объектов

электроэнергетики, в том числе с восстановлением параллельной работы энергосистем.

8.3. Диспетчерский персонал ДЦ при ликвидации нарушений нормального режима обязан принять все меры для предотвращения нарушения параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России. Диспетчерский персонал, руководящий ликвидацией нарушений нормального режима, имеет право отдавать диспетчерскому персоналу других ДЦ необходимые диспетчерские команды.

8.4. В процессе ликвидации нарушений нормального режима в случае необходимости допускается корректировка суточного почасового диспетчерского графика, которая осуществляется по согласованию диспетчерского персонала НДЦ СО или ЦДУ в соответствии с Порядком взаимодействия, согласования и регистрации корректировок суточного почасового диспетчерского графика (приложение 6 к настоящему Положению).

Корректировка суточного почасового диспетчерского графика, не должна приводить к превышению величин максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, допустимых токовых нагрузок электросетевого оборудования и ЛЭП, недопустимым отклонениям уровней напряжения.

8.5. Диспетчерский персонал ДЦ, принимающий участие в ликвидации нарушений нормального режима, о самостоятельных действиях должен докладывать диспетчерскому персоналу, руководящему ликвидацией нарушения нормального режима, не дожидаясь опроса.

8.6. В случае необходимости немедленного отключения ЛЭП и (или) оборудования (опасность для жизни людей, угроза повреждения оборудования), отключение ЛЭП и (или) оборудования выполняется без предварительной подготовки режима, в том числе с целью исключения срабатывания устройств ПА. Подготовка режима должна осуществляться одновременно с производством переключений, не приводя к их задержке.

8.7. При отказе средств связи принимаются все меры к восстановлению связи. При этом используются любые виды связи (в том числе сеть связи общего пользования, мобильная (сотовая), выделенные и технологические сети связи), а также передача сообщений через другие ДЦ, объекты электроэнергетики.

8.8. Диспетчерский персонал ДЦ, принимающий участие в ликвидации нарушений нормального режима, обязан самостоятельно, в пределах своих функций и ответственности, выполнять действия по ликвидации нарушений нормального режима.

Все самостоятельные действия диспетчерского персонала не должны приводить к развитию и/или препятствовать ликвидации нарушений нормального режима.

8.9. Ликвидацией нарушений нормального режима на межсистемных связях ЕЭС Казахстана с ЕЭС России руководит, в зависимости от характера и масштаба нарушения нормального режима, диспетчерский персонал одного из

ДЦ. Общая координация действий диспетчерского персонала при ликвидации нарушений нормального режима осуществляется диспетчерским персоналом ЦДУ.

8.10. Диспетчерский персонал НДЦ СО оперативно информирует диспетчера ЦДУ по телефонной связи для оперативных переговоров об аварийных отключениях или разгрузке генерирующего оборудования в ЕЭС Казахстана, суммарная активной мощность которого составляет 300 МВт и более и прогнозируемым неисполнением планового почасового графика сальдо перетоков мощности по сечению экспорта-импорта, связанным с этим отключением (разгрузкой). Сообщение должно содержать следующую информацию:

- наименование объекта электроэнергетики и отключившегося (разгрузившегося) генерирующего оборудования;
- время отключения (разгрузки);
- прогнозируемый срок ремонта;
- меры, принимаемые для обеспечения соответствия сальдо перетоков активной мощности ЕЭС Казахстана плановым значениям (ввод резервов, снижение потребления, запрос аварийной помощи в энергосистемах иностранных государств и т.д.)

9. Порядок производства переключений на МГЛЭП

9.1. Переключения по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП, за исключением переключений, выполняемых в целях ликвидации нарушений нормального режима, должны выполняться согласно заранее поданным, рассмотренным и разрешенным диспетчерским заявкам.

9.2. Переключения по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП должны выполняться по программам (типовым программам) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП. Требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП указаны в приложении 5 к настоящему Положению.

9.3. Диспетчерским персоналом ДЦ перед отключением ЛЭП и (или) оборудования, факт отключения которых является пусковым органом устройства (комплекса) ПА, а также перед отключением (включением) отдельных выключателей и разъединителей, повреждение которых может привести к отключению этих ЛЭП или оборудования, должна быть выполнена подготовка режима для исключения срабатывания ПА (за исключением случаев, указанных в пункте 8.6 настоящего Положения).

9.4. После производства переключений по выводу в ремонт МГЛЭП диспетчерский персонал, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, подтверждает диспетчерскому персоналу, в операционной зоне которого производятся переключения информацию о выполнении необходимых предварительных мероприятий по отключению, заземлению, переключениям во вторичных цепях, о принятии мер, препятствующих подаче напряжения на МГЛЭП вследствие ошибочного или самопроизвольного

включения коммутационных аппаратов, о вывешивании на приводах линейных (обходных) разъединителей запрещающих плакатов «Не включать! Работа на линии», об установленном времени окончания работ на МГЛЭП и аварийной готовности включения МГЛЭП в работу.

9.5. Вывод из работы и ввод в работу МГЛЭП производится по команде диспетчерского персонала, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, после:

- получения разрешения диспетчерского персонала всех ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится МГЛЭП;
- уведомления диспетчерского персонала всех ДЦ, в информационном ведении которых находится МГЛЭП.

10. Прочие положения

10.1. Настоящее Положение вступает в силу после подписания его АО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС».

10.2. Условием действия настоящего Положения является наличие действующего Договора о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации.

10.3. Изменения и дополнения в настоящее Положение могут быть внесены по взаимной договоренности АО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС» путем оформления протокола о внесении изменений.

10.4. Внесение изменений и дополнений в Приложения 1 – 7 к настоящему Положению производится путем обмена письмами, подписанными уполномоченными лицами АО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС», к компетенции которых отнесено решение данных вопросов.

10.5. В случае принятия законодательными или исполнительными органами Российской Федерации или Республики Казахстан решений, препятствующих нормальному исполнению настоящего Положения в целом или отдельных его статей, АО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС» обязаны в месячный срок рассмотреть сложившуюся ситуацию и принять необходимые решения.

10.6. Настоящее Положение составлено в 2 (двух) экземплярах на русском языке, имеющих равную юридическую силу, по одному для АО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС».

Приложение 1
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского
управления параллельной работой
ЕЭС Казахстана и ЕЭС России
от _____

Перечень межгосударственных линий электропередачи, входящих в сечения экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана

Будет утвержден после завершения организационно-технических мероприятий по изменению диспетчерских наименований межгосударственных линий электропередачи, присоединенных к подстанциям 220-1150 кВ, находящихся на балансе АО «KEGOC», согласно письму Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО» от 14.11.2024 № 02-03-02-05/758.

До утверждения новой редакции Перечня межгосударственных линий электропередачи, входящих в сечения экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана действует Перечень межгосударственных линий электропередачи, входящих в сечения экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана, утвержденный АО «СО ЕЭС» и Филиалом АО «KEGOC» «НДЦ СО» 29.07.2022.

Приложение 2
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС Казахстана
и ЕЭС России

от _____

Перечень объектов диспетчеризации диспетчерских
центров АО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС» с распределением их по способу
управления

Будет утвержден после завершения организационно-технических мероприятий по изменению диспетчерских наименований межгосударственных линий электропередачи, присоединенных к подстанциям 220-1150 кВ, находящихся на балансе АО «КЕГОС», согласно письму Филиала АО «КЕГОС» «НДЦ СО» от 14.11.2024 № 02-03-02-05/758.


До утверждения новой редакции Перечня объектов диспетчеризации диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС» с распределением их по способу управления действует Перечень объектов диспетчеризации диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС» с распределением их по способу управления, утвержденный АО «СО ЕЭС» и Филиалом АО «КЕГОС» «НДЦ СО» 29.07.2022.

Приложение 3
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС Казахстана
и ЕЭС России

от _____

УТВЕРЖДАЮ

Главный диспетчер
Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»

 _____ Е.В. Дидоренко
« 10 » _____ 12 _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный
диспетчер АО «СО ЕЭС»

 _____ М.Н. Говорун
« 20 » _____ 11 _____ 2024 г.

**Регламент формирования графиков ремонтов
объектов диспетчеризации**

1. Планирование почасовых сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана осуществляется с учетом совместно разработанных и взаимно согласованных графиков ремонтов объектов диспетчеризации (далее – графики ремонтов), находящихся в диспетчерском управлении или ведении диспетчеров ДЦ Системных операторов.

2. Координатором годового и месячного планирования графиков ремонтов является ЦДУ.

3. Для подготовки годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций, до 25 июля года, предшествующего планируемому, НДЦ СО направляет в ЦДУ предварительные предложения по отключению ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

4. Предложения по включению ЛЭП и оборудования в годовой график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций должны содержать наименования объектов электроэнергетики, диспетчерские наименования объектов диспетчеризации, требующих отключения, даты начала и окончания ремонта, виды ремонта, выполняемые работы (причины отключения).

5. Формирование годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций осуществляется с учетом следующей приоритетности выполнения ремонта (в порядке убывания):

- ввод (реконструкция, модернизация) объектов электроэнергетики (оборудования) и выполнение необходимых для ввода (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики (оборудования) работ на смежных объектах электроэнергетики;

- проведение капитального ремонта.

При этом при формировании годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций учитывается приоритетность выполнения ремонта и реконструкции объектов диспетчеризации, находящихся в критическом и неудовлетворительном состоянии.

Проведение ремонта ЛЭП и электросетевого оборудования более высокого класса напряжения является приоритетным по отношению к ремонту ЛЭП и электросетевого оборудования более низкого класса напряжения.

6. ЦДУ совместно с НДЦ СО рассматривает предварительные предложения с учетом прогнозов балансов электроэнергии и мощности, совместимости отключений ЛЭП и электросетевого оборудования с точки зрения обеспечения надежности параллельной работы энергосистем России и Казахстана и не позднее 18 августа направляет в НДЦ СО годовой график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций.

7. НДЦ СО рассматривает график, полученный согласно п. 6 настоящего Регламента, и не позднее 25 августа направляет уточненные предложения по отключению ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

8. ЦДУ рассматривает уточненные предложения с учетом графика, направленного по п. 6 настоящего Регламента, и не позднее 31 августа направляет в НДЦ СО утвержденный годовой график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций.

9. Изменения годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций не производятся. Возникающие отклонения от согласованного годового графика по взаимному согласованию ЦДУ и НДЦ СО учитываются при формировании месячного графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций.

10. Годовые графики технического обслуживания устройств РЗ, ПА, РА формируются с учетом утвержденных годовых графиков ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций.

Для подготовки годового графика технического обслуживания устройств РЗ, ПА, РА НДЦ СО до 27 июля года, предшествующего планируемому, направляет в ЦДУ на рассмотрение предварительные предложения по техническому обслуживанию устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

11. ЦДУ совместно с НДЦ СО рассматривает предварительные предложения по техническому обслуживанию устройств РЗА с учетом необходимости совмещения сроков технического обслуживания аппаратно или функционально связанных между собой устройств РЗА, необходимости совмещения вывода устройств РЗА со сроками ремонта ЛЭП и оборудования, минимизации потерь функциональности РЗА и не позднее 20 августа года, предшествующего планируемому, направляет в НДЦ СО годовой график технического обслуживания устройств РЗ, ПА, РА.

12. НДЦ СО рассматривает график, полученный по п. 11 настоящего Регламента, и не позднее 27 августа года, предшествующего планируемому,

направляет уточненные предложения по техническому обслуживанию устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

13. ЦДУ рассматривает уточненные предложения с учетом графика, направленного согласно п. 11 настоящего Регламента, и не позднее 2 сентября года, предшествующего планируемому, направляет в НДЦ СО утвержденный годовой график по техническому обслуживанию устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

14. Месячные графики ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций составляются с учетом утвержденного годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций.

15. НДЦ СО до 10 числа месяца, предшествующего планируемому, направляет в ЦДУ для совместного рассмотрения предложения в месячный график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций, находящихся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ Системных операторов.

16. После совместного рассмотрения и взаимного согласования месячный график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому, направляется ЦДУ в НДЦ СО.

17. Формирование месячных графиков ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций осуществляется с учетом требований п. 5 настоящего Регламента. При этом приоритет должен отдаваться работам и объектам, предусмотренным годовым графиком ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций.


Ремонты, включенные в состав предложений НДЦ СО, направленных в соответствии с п.7 настоящего Регламента, сроки которых отличаются от сроков, предусмотренных годовым графиком ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций, являются приоритетными по отношению к неплановым ремонтам.

Приложение 4
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС Казахстана
и ЕЭС России

от _____

УТВЕРЖДАЮ

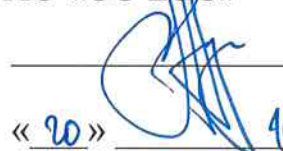
Главный диспетчер
Филиала АО «КЕГОС» «НДЦ СО»

 Е.В. Дидоренко

« 10 » 12 20 г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный диспетчер
АО «СО ЕЭС»

 М.Н. Говорун

« 20 » 11 2024 г.

**Требования к порядку заполнения полей диспетчерской заявки и
рекомендуемая форма диспетчерской заявки**

Требования к порядку заполнения полей диспетчерской заявки определены в Таблице 1.

Таблица 1

№	Содержание полей заявки	Комментарий по заполнению
1.	Предприятие	Наименование ДЦ, подающего заявку. Обязательное заполнение.
2.	Номер заявки «свой»	Номер заявки при сквозной нумерации заявок данного ДЦ
3.	Номер заявки «чужой»	Номер заявки при сквозной нумерации заявок ДЦ, направившего заявку. Обязательное заполнение.
4.	Номер перв.	Номер продляемой заявки «свой». Обязательное заполнение для заявок на продление.
5.	Категория	Указывается категория заявки (плановая, внеплановая, неотложная, аварийная). Категория заявки должна соответствовать содержанию работ, подлежащих выполнению по данной заявке. Обязательное заполнение.
6.	Вид заявки	Указывается вид заявки (первичная, продление)
7.	Комплекс	Указывается группа оборудования (комплекс), к которому относится рассматриваемый объект диспетчеризации (ЛЭП, ЭЛТ, ЭНРГ, РЗА, СДГУ, АСДУ) Обязательное заполнение.
8.	Объект	Указывается объект, на котором расположен рассматриваемый объект диспетчеризации (наименование подстанции, станции, ДЦ). Обязательное заполнение.

№	Содержание полей заявки	Комментарий по заполнению
9.	Оборудование	Указывается диспетчерское наименование объекта диспетчеризации в соответствии с перечнем объектов диспетчеризации (приложение 2 к настоящему Положению) Обязательное заполнение.
10.	Ремонт	Указывается вид ремонта. Обязательное заполнение.
11.	А/Г	Содержит аварийную готовность в формате «чч:мм», «дд» или «ВЗ» - время заявки. Обязательное заполнение.
12.	Состояние оборудования по заявке (Условия производства работ)	Указываются состояние оборудования и условия производства работ (с отключением, без отключения и т.п.).
13.	Программа переключений	Указывается применяемая при переключениях программа (типовая программа, бланк (типовой бланк) переключений с указанием номера и даты утверждения. Обязательное заполнение при использовании программ и бланков переключений ¹ .
14.	Плановый срок	Обязательное заполнение для плановых заявок.
15.	Содержание работ	Указываются работы, подлежащие выполнению по данной заявке. Обязательное заполнение.
16.	Режимные указания	Содержит указания технологов по управлению режимом на время переключений и на время действия заявки Могут отсутствовать.
17.	Релейные указания	Содержат указания технологов по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы комплексов и устройств РЗА на время операций и на время заявки. Могут отсутствовать.
18.	Оперативные указания	Содержат указания технологов на ввод графиков ограничений или работу с вынужденными перетоками, причины отказа в согласовании заявки и ближайший прогнозный срок ее реализации, схему заземления ЛЭП в распределительных устройствах, значения аварийной готовности для каждого отдельного периода проведения работ, информацию об используемой программе плавки гололеда, информацию о предварительном согласовании проведения работ на МГЛЭП 110 кВ и т.п. Могут отсутствовать.
19.	Выводятся из работы	Даются сведения о том, какое оборудование технологически или схемно оказывается выведенным из работы и т.п. Могут отсутствовать. Для заявок, подаваемых на СДТУ и АСДУ – обязательное заполнение.

¹ Для ЛЭП в диспетчерском управлении ДЦ АО «СО ЕЭС»

№	Содержание полей заявки	Комментарий по заполнению
20.	Остаются в работе	<p>Даются сведения о том, какое оборудование технологически остается в работе и т.п.</p> <p>Для устройств РЗА указываются дублирующие устройства РЗА, функции в других устройствах РЗА, каналы связи, остающиеся в работе и т.п.</p> <p>Могут отсутствовать.</p>
21.	Потери РЗА	<p>Даются сведения о полной или частичной потере функций РЗА, управляющих воздействий от комплексов и устройств ПА (локальных, централизованных и др.) с указанием, в каком комплексе или устройстве ПА произошли изменения, а также изменении алгоритмов функционирования технологически связанных устройств РЗА (потеря телеускорения, телеотключения, и т.п.).</p> <p>В случае отсутствия потерь РЗА указывается «Потерь нет».</p> <p>Обязательное заполнение для заявок, подаваемых на ЛЭП, ЭЛТ, РЗА.</p>
22.	Просимое время	<p>Указывается просимое время начала и окончания ремонта в формате <чч:мм дд.мм.гг - чч:мм дд.мм.гг> (дата и время начала ремонта и дата и время окончания ремонта)</p> <p>Обязательное заполнение.</p>
23.	Подписи ответственных лиц, подавших заявку	Обязательное заполнение.
24.	Решение о согласовании/отказ в согласовании	<p>Указывается фамилия ответственного лица, принявшего решение о согласовании/отказе в согласовании заявки с указанием разрешенного времени в формате <чч:мм дд.мм.гг - чч:мм дд.мм.гг></p> <p>Обязательное заполнение.</p>

Приложение 1
к Требованиям к порядку заполнения полей
диспетчерской заявки и рекомендуемая
форма диспетчерской заявки

Рекомендуемая форма диспетчерской заявки

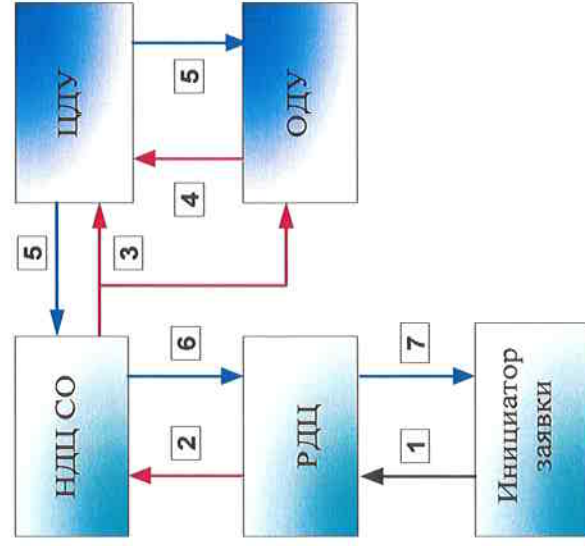
ДИСПЕТЧЕРСКАЯ ЗАЯВКА		№ свой	№ чужой
Комплекс:	Вид заявки:	№ перв.	Категория:
Предприятие:			
Объект:			
Оборудование:			
Вид ремонта:			
Аварийная готовность:			
Плановый срок:	с		до
Просимое время:	с		до
Срок разрешенный:	с		до
Условия производства работ:			
Программа переключений:			
Содержание работ			
Режимные указания			
Релейные указания			
Оперативные указания			
Остаются в работе			
Выводятся из работы			
Потери РЗА			
Подписи под заявкой:			
Фактическое время:	с		до
Результаты рассмотрения:			

Приложение 2

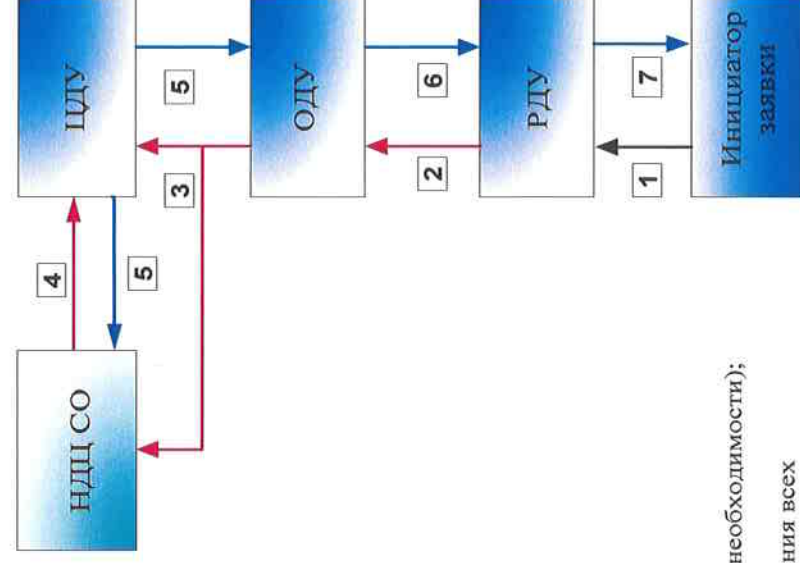
к Требованиям к порядку заполнения полей диспетчерской заявки и рекомендуемая форма диспетчерской заявки

Схема прохождения диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации НДЦ СО и ЦДУ

Инициатор заявки в ЕЭС Казахстана



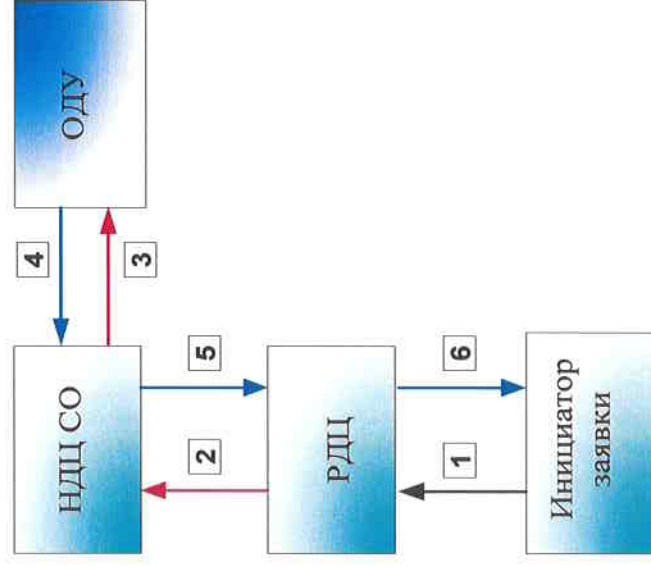
Инициатор заявки в ЕЭС России



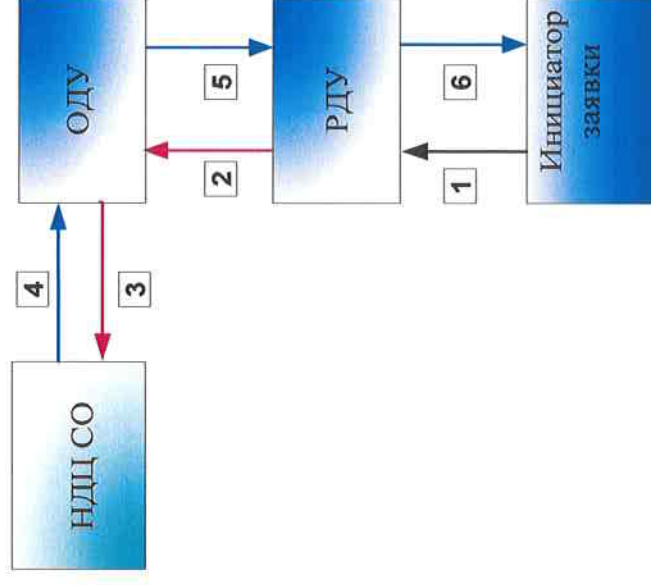
- - подача исходной диспетчерской заявки;
- - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения (при необходимости);
- - передача ответа (согласованно/не согласованно) на диспетчерскую заявку;
- - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения всех операций с меньшим номером;

Схема прохождения диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации НДЦ СО и ОДУ

Инициатор заявки в ЕЭС Казахстана



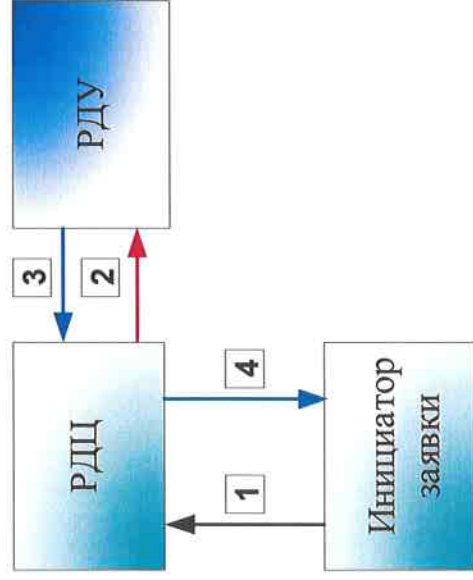
Инициатор заявки в ЕЭС России



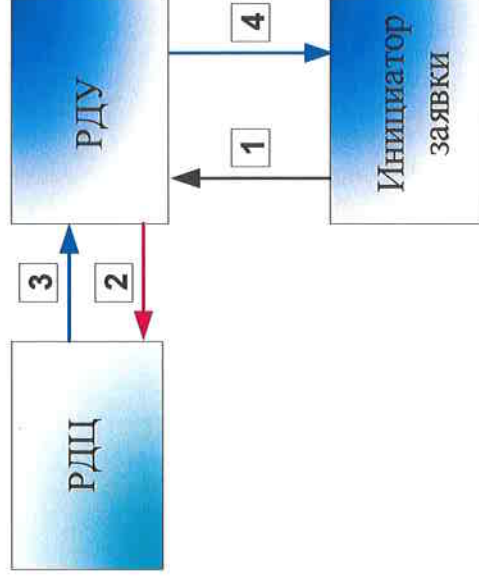
- ← - подача исходной диспетчерской заявки;
- - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения (при необходимости);
- - передача ответа (согласованно/не согласованно) на диспетчерскую заявку;
- - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения всех операций с меньшим номером;

**Схема прохождения диспетчерских заявок
на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации
РДЦ и РДУ**

Инициатор заявки в ЕЭС Казахстана



Инициатор заявки в ЕЭС России




- - подача исходной диспетчерской заявки;
- - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения (при необходимости);
- - передача ответа (согласованно/не согласованно) на диспетчерскую заявку;
- номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения всех операций с меньшим номером;

Приложение 5
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского
управления параллельной работой
ЕЭС Казахстана и ЕЭС России
от _____

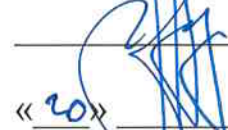
УТВЕРЖДАЮ

Главный диспетчер
Филиала АО «КЕГОС» «НДЦ СО»

 _____ Е.В. Дидоренко
«10» _____ 12 _____ 20 _____ г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный диспетчер
АО «СО ЕЭС»

 _____ М.Н. Говорун
«20» _____ 11 _____ 2024 г.

Требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП

1. Программы (типовые программы) переключений устанавливают порядок и последовательность операций при переключениях по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП (далее – программы (типовые программы) переключений).

2. Указанная в программах (типовых программах) переключений последовательность операций должна обеспечивать безопасность персонала, участвующего в производстве переключений, исключать возможность возникновения феррорезонанса в распределительных устройствах и недопустимых уровней напряжения в процессе переключений.

3. Программы (типовые программы) переключений утверждаются главным диспетчером ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, и согласовываются главным диспетчером соответствующего ДЦ, в операционной зоне которого производятся переключения.

4. Для МГЛЭП, находящихся в управлении ДЦ АО «СО ЕЭС», программа переключений может разрабатываться диспетчером ДЦ АО «СО ЕЭС» самостоятельно на основе типовой программы переключений.

Программа переключений по выводу в ремонт и вводу в работу ЛЭП, разработанная самостоятельно и подписанная диспетчером ДЦ АО «СО ЕЭС», не требует утверждения главным диспетчером ДЦ АО «СО ЕЭС» и согласования с ДЦ АО «КЕГОС».

5. На основе утвержденных программ (типовых программ) переключений в ДЦ, в операционной зоне которого производятся переключения, могут разрабатываться и утверждаться главным диспетчером программы (типовые программы) переключений с соответствующей степенью детализации.

Детализация осуществляется путем расширения описания соответствующих пунктов в рамках нумерации программы (типовой программы), утвержденной ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП.

Последовательность операций в программе (типовой программе) ДЦ, в операционной зоне которого производятся переключения, не должна противоречить утвержденной типовой программе переключений ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП.

6. Типовые программы переключений должны своевременно корректироваться при изменениях в нормальных схемах электрических соединений объектов электроэнергетики, а также при изменениях, связанных с вводом нового оборудования, заменой или демонтажем оборудования, реконструкцией распределительных устройств, при модернизации действующих и вводе в работу новых устройств РЗА, а также в других случаях по решению главного диспетчера ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП.

7. Формулировки операций при производстве переключений, указанные в программах (типовых программах) переключений, должны быть четкими и лаконичными.

8. В программах (типовых программах) переключений для обозначения оборудования, коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей (ножей) и устройств РЗА должны использоваться диспетчерские наименования.

9. Текстовая часть программы (типовой программы) переключений должна содержать:

9.1. Номер программы (типовой программы) переключений.

9.2. Цель переключений в электроустановках: вывод из работы (в ремонт, вывод в резерв) (ввод в работу) МГЛЭП.

9.3. Объекты переключений: указываются диспетчерское наименование подстанций, электростанций, на которых производятся переключения.

9.4. Условия применения программы (типовой программы) переключений:

9.4.1. Указываются ЛЭП, оборудование и устройства РЗА, которые должны находиться в работе на момент начала переключений по программе (типовой программе) переключений (при необходимости).

9.4.2. Указывается описание схем электрических соединений объектов переключений: с указанием фактического положения коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей, трансформаторов напряжения, для которых возможно применение этой программы (типовой программы) переключений и влияющих на порядок переключений.

Указывается эксплуатационное состояние устройств РЗА и/или отдельных функций устройств РЗА влияющих на порядок переключений в электроустановках, или ссылка на согласованную ДЦ инструкцию по обслуживанию устройств РЗА, в которой определено эксплуатационное состояние устройств РЗА и реализованных в них функций.

9.4.3. Наличие наведенного напряжения.

9.4.4. Выполнение переключений с использованием АРМ (терминалов)².

9.4.5. Возможность возникновения феррорезонанса: указания о выполнении переключений, исключающих возможность возникновения феррорезонанса².

10. Табличная часть программы (типовой программы) переключений должна содержать:

10.1. Мероприятия по подготовке к выполнению переключений:

10.1.1. Организационные мероприятия:

– подтверждение готовности эксплуатирующей организации к производству ремонтных работ (окончания ремонтных работ), установке (снятию) на МГЛЭП переносного заземления на месте работ при выводе в ремонт МГЛЭП под наведенным напряжением без включения заземляющих разъединителей в сторону МГЛЭП во всех распределительных устройствах, к которым она подключена;

– подтверждение готовности эксплуатирующей организации и (или) оперативного персонала объектов переключений к производству ремонтных работ (об окончании ремонтных работ) на участке МГЛЭП в пределах подстанции (электростанции) до линейных разъединителей (обходных разъединителей, разъединителей плавки гололеда и т.п.);

– подтверждение готовности оперативного персонала объектов переключений, участвующего в производстве переключений, к производству переключений, наличия на местах проверенных бланков (типовых бланков) переключений и возможности применения указанной в них последовательности переключений;

– получение разрешения вывода в ремонт (ввода в работу) МГЛЭП от диспетчерского персонала ДЦ, в диспетчерском ведении которых она находится;

– сообщение диспетчерскому персоналу ДЦ, в информационном ведении которых находится МГЛЭП, о начале операций по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП.

10.1.2. Режимные мероприятия на время операций по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП:

– подготовка электроэнергетического режима, путем непосредственного перечисления наименований контролируемых сечений, а

² Для МГЛЭП в диспетчерском управлении ДЦ АО «СО ЕЭС»

также величин максимально допустимых перетоков активной мощности по ним;

- условия обеспечения допустимой токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования;
- условия обеспечения допустимых уровней напряжений перед включением (отключением) ЛЭП;
- прочие действия по выполнению режимных указаний (генерация электростанции, дефицит энергорайона и т.п.).

Допускается в режимных мероприятиях приводить ссылку на режимные указания к диспетчерской заявке, а в случае ее отсутствия – ссылку на инструкцию по управлению режимами работы энергосистемы.

10.2. Последовательность выполнения операций для программ (типовых программ) переключений:

10.2.1. Указываются диспетчерские наименования объектов электроэнергетики, на которых производятся переключения.

10.2.2. Указываются операции:

- с коммутационными аппаратами;
- с заземляющими разъединителями (ножами);
- с переносными заземлениями (для межгосударственных ВЛ под наведенным напряжением);
- с трансформаторами напряжения МГЛЭП по стороне низкого напряжения (при их наличии);
- с устройствами РЗА;
- с оперативным током выключателей (если данные операции допустимы по местным инструкциям и инструкциям завода-изготовителя);
- с запрещающим плакатом «Не включать! Работа на линии»;
- по проверке несработанного состояния ступеней контроля предшествующего режима (отсутствия набранных управляющих воздействий в противоаварийной автоматике);
- по проверке соответствия состояния ЛЭП в ОИК фактическому состоянию ЛЭП (включено, отключено);
- по проверке отключенного состояния разъединителей, находящихся в отключенном состоянии на момент начала переключений, и включением которых возможна подача напряжения на МГЛЭП (разъединителей плавки гололеда, в том числе на грозозащитных тросах МГЛЭП, разъединителей обходных систем шин и т.д.), при переключениях по выводу в ремонт МГЛЭП;
- по проверке отсутствия напряжения на токоведущих частях, подлежащих заземлению, перед включением заземляющих разъединителей;
- по проверке отключенного состояния заземляющих разъединителей перед включением разъединителей (при наличии нескольких заземляющих разъединителей в одном электрическом узле и включенном положении одного из них).

10.2.3. Указываются сообщения:

– об отключении с противоположных сторон всех разъединителей, со стороны которых может быть подано напряжение на МГЛЭП, перед включением заземляющих ножей (при выводе МГЛЭП в ремонт, для снятия переносного заземления на рабочем месте при вводе МГЛЭП под наведенным напряжением в работу);

– об отключении с противоположных сторон заземляющих разъединителей МГЛЭП, перед включением линейных разъединителей (при вводе МГЛЭП в работу).

10.2.4. Указываются подтверждения о принятии мер, препятствующих подаче напряжения на МГЛЭП вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов.

10.3. Мероприятия по контролю соответствия фактического электроэнергетического режима в созданной схеме инструктивным указаниям на период выведенного состояния МГЛЭП:

– указываются наименования контролируемых сечений, величина максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, длительно допустимые токовые нагрузки по ЛЭП, электросетевому оборудованию;

– прочие режимные мероприятия (генерация электростанции, дефицит энергорайона, величин напряжения и т.п.) на период выведенного состояния МГЛЭП.

Допускается в режимных мероприятиях приводить ссылку на режимные указания к диспетчерской заявке, а в случае ее отсутствия – ссылку на инструкцию по управлению режимами работы энергосистемы.

10.4. Сообщение диспетчерскому персоналу, в диспетчерском или информационном ведении которого находится МГЛЭП, об окончании операций по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП, а также времени окончания работ на МГЛЭП.

10.5. Мероприятия по обеспечению безопасности проведения работ:

– подтверждение о выполнении необходимых предварительных операций по отключению, заземлению и переключениям во вторичных цепях, о принятии мер, препятствующих подаче напряжения на МГЛЭП вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, о вывешивании на приводах линейных (обходных, секционных, ремонтной переемычки, плавки гололеда) разъединителей запрещающих плакатов «Не включать! Работа на линии!»;

– выдача указаний об организации подготовки рабочих мест и допуска к работам на ЛЭП и (или) на участке МГЛЭП в пределах подстанции (электростанции) до линейных разъединителей (обходных разъединителей, разъединителей плавки гололеда и т.п.), после выполнения иных технических мероприятий, предусмотренных нарядом, с указанием времени окончания работ и срока аварийной готовности включения МГЛЭП в работу.

10.6. Время отдачи и выполнения команды: (указывается на всех этапах выполнения переключений).

11. Список персонала, участвующий в производстве переключений: наименование ДЦ, объект переключений, фамилия и инициалы, должность персонала.


Приложение 6
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского
управления параллельной работой
ЕЭС Казахстана и ЕЭС России
от _____

УТВЕРЖДАЮ

УТВЕРЖДАЮ

Главный диспетчер
Филиала АО «КЕГОС» «НДЦ СО»

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный диспетчер
АО «СО ЕЭС»

 _____ Е.В. Дидоренко
«10» 12 20 г.

 _____ М.Н. Говорун
«20» 11 2011 г.

Порядок взаимодействия, согласования и регистрации корректировок суточного почасового диспетчерского графика

1. При управлении режимом в реальном времени корректировка суточного почасового диспетчерского графика (далее – плановый график), в том числе в рамках оказания аварийной взаимопомощи, может быть согласована и зарегистрирована в отношении сечений экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана, указанных в приложении 1 к настоящему Положению.

2. Согласование диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» и НДЦ СО корректировки планового графика должно содержать:

- Ф.И.О. диспетчера, запросившего корректировку;
- Ф.И.О. диспетчера, согласовавшего корректировку;
- время начала корректировки (время московское);
- время окончания корректировки (время московское);
- величину корректировки с регистрацией одной из следующих команд:
 - <Работать с отклонением «N» МВт от планового графика сальдо перетоков> в сторону Казахстана/ России
 - <Работать по сальдо перетоков «N» МВт>
 - <Работать по плановому графику сальдо перетоков>
- причину корректировки, в том числе запрос на оказание аварийной помощи.

3. При согласовании корректировки планового графика определяется инициатор корректировки: АО «СО ЕЭС» или НДЦ СО. При этом:

- при отключении генерирующего и (или) электросетевого оборудования, приводящего к ограничению выдачи мощности электростанций в одной из энергосистем, корректировка планового графика инициируется диспетчером энергосистемы, в которой произошло отключение генерирующего и (или) электросетевого оборудования;

- при отключении электросетевого оборудования, влияющего на пропускную способность межгосударственного контролируемого сечения или приводящего к перегрузкам межгосударственных контролируемых сечений, корректировка планового графика инициируется диспетчером, руководящим ликвидацией нарушения нормального режима при перегрузке сечения.

4. На каждую согласованную диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» и НДЦ СО корректировку планового графика (в т.ч. в рамках оказания аварийной помощи) инициатором корректировки в обязательном порядке, в соответствии с п. 7 настоящего Порядка, должна быть оформлена диспетчерская заявка и Акт согласования корректировок суточного почасового диспетчерского графика ЕЭС России и ЕЭС Казахстана (далее – Акт).

Пример формы диспетчерской заявки на корректировку планового графика, форма Акта и Регламент рассмотрения и подписания Актов представлены в Приложениях 1 – 3 к настоящему Порядку.

5. Под аварийной помощью при сохранении параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана понимается увеличение объема импорта в/из ЕЭС России из/в ЕЭС Казахстана по запросу на оказание аварийной помощи в случае возникновения или угрозы возникновения электроэнергетического режима работы, который может повлечь за собой или уже вызвал сокращение объемов потребления или временное прекращение подачи электрической энергии потребителям на территории Российской Федерации или Республики Казахстан по причине отключения ЛЭП, генерирующего и(или) электросетевого оборудования.

6. Поставка электроэнергии в режиме аварийной помощи осуществляется при наличии и на условиях соответствующих договоров на оказание аварийной помощи.

7. В случае необходимости немедленной корректировки планового графика (в т.ч. оказания аварийной помощи) или изменения величины корректировки, ранее согласованной диспетчерской заявкой, в процессе ее реализации, корректировка планового графика может быть предоставлена с учетом технической возможности на основании оперативного запроса диспетчерского персонала с обязательным последующим оформлением неотложной диспетчерской заявки в возможно короткий срок, но не более 12 часов с момента начала корректировки (оказания аварийной помощи).

8. В диспетчерской заявке на корректировку планового графика (в т.ч. на оказание аварийной помощи) указываются: время начала и окончания корректировки, сечение экспорта-импорта, по которому осуществляется

поставка электроэнергии, скорректированный почасовой график сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта-импорта, причина корректировки.

9. Переход на работу по скорректированному плановому графику и возврат на работу по плановому графику начинается не ранее, чем за 5 (пять) минут, и завершается не позже, чем через 5 (пять) минут, после согласованных в диспетчерской заявке (запросе) времени начала и окончания корректировки планового графика.

10. Не позднее, чем за 30 (тридцать) минут до окончания согласованного времени корректировки (в т.ч. оказания аварийной помощи), диспетчерский персонал, запросивший помощь, информирует диспетчерский персонал ДЦ, согласовавшего корректировку, об окончании корректировки планового графика либо о необходимости ее продления.

11. При необходимости продления корректировки планового графика (в т.ч. оказания аварийной помощи) в установленном порядке должна быть оформлена диспетчерская заявка на продление.

12. В процессе реализации корректировки планового графика (в т.ч. оказания аварийной помощи) диспетчерский персонал, согласовавший корректировку, имеет право прекратить ее реализацию с предварительным уведомлением диспетчерского персонала, инициировавшего корректировку планового графика.

Приложение 1
к Порядку взаимодействия, согласования и регистрации
корректировок планового почасового графика сальдо перетоков
электрической энергии (мощности) между ЕЭС Казахстана и России

Пример формы диспетчерской заявки на корректировку суточного
почасового диспетчерского графика ЕЭС России и ЕЭС Казахстана

ДИСПЕТЧЕРСКАЯ ЗАЯВКА		№ свой		№ чужой	
Комплекс:	Вид заявки:	№ перв.	Категория:		
Предприятие: НДЦ СО					
Объект: НДЦ СО					
Оборудование: Сечение экспорта-импорта Россия – Северный Казахстан + Актюбинск					
Вид ремонта: ЗРР					
Аварийная готовность: ВЗ					
Плановый срок:	с		до		
Просимое время:	с	13:17 10.09.2023	до	18:00 10.09.2023	
Срок разрешенный:	с	13:17 10.09.2023	до	18:00 10.09.2023	
Условия производства работ:					
Программа переключений:					
Содержание работ					
В связи с отключением БЛ-1 на инициируем оказание аварийной помощи в рамках договора № _____ от _____ 20__					
13:17 - 15:00 - 100 МВт					
15:00 - 16:00 - 100 МВт					
16:00 - 17:00 - 100 МВт					
17:00 - 18:00 - 100 МВт					
Суммарная поставка электроэнергии составила МВт*ч.					
Режимные указания					
Релейные указания					
Оперативные указания					
13:17 - 15:00 - 100 МВт					
15:00 - 16:00 - 100 МВт					
16:00 - 17:00 - 100 МВт					
17:00 - 18:00 - 100 МВт					
Суммарная поставка электроэнергии составила МВт*ч.					
В случае нереализации заявки:					
13:17 - 15:00 - 100 МВт					
15:00 - 16:00 - 200 МВт					
16:00 - 17:00 - 100 МВт					
17:00 - 18:00 - 100 МВт					
Подписи под заявкой:					
Фактическое время: с _____ до _____					
Результаты рассмотрения:					

Приложение 2
к Порядку взаимодействия, согласования и регистрации
корректировок планового почасового графика сальдо перетоков
электрической энергии (мощности) между ЕЭС Казахстана и России

АКТ

сверки корректировок суточного почасового диспетчерского графика

ЕЭС России и ЕЭС Казахстана за __. __. 20__ :

Наименование сечения экспорта/импорта	Системный оператор, иницировавший корректировку	Дата и время начала корректировки	Дата и время окончания корректировки	Причина предоставления корректировки (аварийная помощь/согласованное изменение)
	АО «СО ЕЭС»/ НДЦ СО	ДД.ММ.ГГГГ ЧЧ-ММ	ДД.ММ.ГГГГ ЧЧ-ММ	

Величина почасового объема предоставленной корректировки

(«+» - экспорт из ЕЭС России, «-» - импорт в ЕЭС России)

Час (мск)	За сутки XX 202X	
	Объем, МВтч	
00-01		
01-02		
02-03		
03-04		
04-05		
05-06		
06-07		
07-08		
08-09		
09-10		
10-11		
11-12		
12-13		
13-14		
14-15		
15-16		
16-17		
17-18		
18-19		
19-20		
20-21		
21-22		
22-23		
23-24		
Итого		

АО «СО ЕЭС»
Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный диспетчер

Филиал АО «КЕГОС»
«НДЦ СО»
Главный диспетчер

_____ М.Н. Говорун
«__» _____ 20__ г.

_____ Е.В. Дидоренко
«__» _____ 20__ г.

Приложение 3
к Порядку взаимодействия, согласования и регистрации
корректировок планового почасового графика сальдо перетоков
электрической энергии (мощности) между ЕЭС Казахстана и России

Регламент рассмотрения и подписания Актов согласования корректировок
суточного почасового диспетчерского графика ЕЭС России и ЕЭС
Казахстана

Этапы согласования	Исполнитель	Время исполнения
Формирование и направление сканированной копии Акта в ДЦ, согласовавший корректировку	ДЦ, инициировавший корректировку	До 17-00 (мск) суток X+2 рабочих
Рассмотрение и передача подписанной сканированной копии Акта в ДЦ, инициировавший корректировку	ДЦ, согласовавший корректировку	До 17-00 (мск) суток X+4 рабочих

Примечание: X – сутки, в которые был скорректирован суточный почасовой диспетчерский график ЕЭС России и ЕЭС Казахстана


Приложение 7
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского
управления параллельной работой
ЕЭС Казахстана и ЕЭС России
от _____

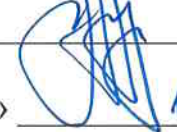
УТВЕРЖДАЮ

УТВЕРЖДАЮ

Главный диспетчер
Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный диспетчер
АО «СО ЕЭС»

 _____ Е.В. Дидоренко

 _____ М.Н. Говорун

«10» 12 20 г.

«10» 11 2024 г.

Порядок организации обмена параметрами ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, а также устройств/комплексов ПА для актуализации расчетных моделей ПТК ВУ ЦСПА

1. Общие положения

1.1. Под обменом параметрами ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, а также устройств/комплексов ПА понимается взаимное информирование об изменении параметров ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, а также устройств/комплексов ПА, учитываемых в расчетных моделях программно-технических комплексов верхнего уровня централизованной системы противоаварийной автоматики (далее – ПТК ВУ ЦСПА).

2. Организация обмена параметрами ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, а также устройств/комплексов ПА для актуализации расчетных моделей ПТК ВУ ЦСПА

2.1. Перечни и параметры ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, устройств/комплексов ПА, находящихся в операционной зоне другого ДЦ, учитываемых в расчетных моделях ПТК ВУ ЦСПА (далее – Перечни), с внесенными в Перечни изменениями, выделенными цветом, по параметрам ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, устройств/комплексов ПА, включенных в Перечни, ежегодно направляются ОДУ Сибири и НДЦ СО официальными письмами до 1 сентября или по запросу, направленному официальным письмом.

2.2. Информация о сроке планируемого ввода/модернизации/реконструкции и параметрах ЛЭП, классом напряжения 500 кВ и выше, сетевого оборудования с высшим классом напряжения 500 кВ, генерирующего

оборудования установленной мощностью выше 200 МВт, устройств/комплексов ПА на объектах, входящих в расчетные модели ПТК ВУ ЦСПА, направляется официальным письмом не позднее, чем за 2 месяца до планируемой даты ввода/модернизации/реконструкции.

2.3. Направляемые параметры:

Для ЛЭП:

- активное, реактивное сопротивление (Ом);
- емкостная проводимость на землю (мкСм);
- длительно и аварийно допустимая токовая нагрузка в зависимости от температуры наружного воздуха (А).

Для трансформаторов:

- активное, реактивное сопротивление (Ом);
- зависимость коэффициентов трансформации от положения РПН;
- длительно и аварийно допустимая токовая нагрузка в зависимости от температуры наружного воздуха (А);
- нормальное положение РПН.

Для генерирующего оборудования:

- установленная активная мощность (МВт);
- диапазоны регулирования по реактивной мощности в зависимости от активной мощности (Мвар).

Для узлов нагрузки:

- ограничения максимальной и минимальной активной (МВт) и реактивной мощности нагрузки (Мвар);
- статические характеристики нагрузки.

Для средств компенсации реактивной мощности:

- диапазоны регулирования управляемых источников реактивной мощности (УШР, СК) (Мвар);
- проводимости неуправляемых источников реактивной мощности (ШР, БСК) (мкСм);
- места замера перетока реактивной мощности на ЛЭП с установленными линейными шунтирующими реакторами.

Для устройств ПА:

- места размещения нормально введенных устройств АЛАР;
- нормальное состояние (введено в работу, выведено из работы), значения уставок, управляющие воздействия и их объемы для устройств АОПО (АРЛ).

2.4. Условно-переменные параметры, которыми обменивается диспетчерский персонал ОДУ Сибири, ОДУ Урала и НДЦ СО по телефону по факту изменения:

- стационарный номер генератора на ЕЭК, заведенный под команду противоаварийной автоматики ОГ-1 на ЕЭК от УВК АДВ ПС 1150 кВ Экибастузская и АДВ ПС 500 кВ Восход;
- стационарный номер генератора на ЕЭК, заведенный под команду противоаварийной автоматики ОГ-2 на ЕЭК от УВК АДВ ПС 1150 кВ Экибастузская и АДВ ПС 500 кВ Восход;
- выполнение перевода ОГ-1 и ОГ-2 от УВК АДВ ПС 1150 кВ Экибастузская и ОГ-1 Каз и ОГ-2 Каз от АДВ ПС 500 кВ Восход в устройстве АДВ Л-5017 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – ЕЭК с ОГ Красноярской ГЭС на ОГ ЕЭК (или с ОГ ЕЭК на ОГ Красноярской ГЭС).

2.5. Изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы (в том числе изменение группы уставок) устройств АОПО (АРЛ) должно оформляться диспетчерскими заявками в соответствии с требованиями раздела 7 настоящего Положения.

3. Принцип определения минимальных и максимальных ограничений мощности нагрузки в узлах расчетной модели

3.1. Максимальные и минимальные ограничения активной и реактивной мощности нагрузки узлов расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА соответствуют данным контрольного замера (далее – контрольный замер):

- максимальной и минимальной мощности нагрузки узлов по данным контрольного замера при наличии в расчетной модели ВУ ЦСПА всех элементов сети, как в контрольном замере;
- максимальным и минимальным значениям сальдо перетоков по присутствующим в расчетной модели элементам сети.

3.2. При отсутствии в расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА смоделированной подстанции, которая в явном виде присутствует в контрольном замере, нагрузка данного энергообъекта по данным контрольного замера в полном объеме учитывается в нагрузке каждого смежного энергообъекта с обеих сторон в расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА.

3.3. При отсутствии данных в контрольном замере максимальные и минимальные мощности нагрузки и перетоки мощности по отходящим элементам сети для расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА определяются на основе архивных данных в SCADA/ОИК на годовом интервале с шагом дискретности построения графика нагрузки не более 5 минут. Учитываются только архивные данные в SCADA/ОИК:

- с признаком достоверности телеметрической информации;
- со значением сальдо перетоков активной/реактивной мощности не более 15 МВт/Мвар в рассматриваемом узле или смежных узлах при условии наблюдаемости данных узлов.

При отсутствии данных по контрольному замеру и отсутствии достоверной телеметрической информации, по которой небаланс в узле составляет менее 15 МВт/МВар, ограничения для данного узла не задаются.

3.4. Если рассчитанное минимальное ограничение по активной мощности ($P_{\min \text{ нагр}}$) больше 0 или имеет значение по модулю меньше 10% значения максимального ограничения ($P_{\max \text{ нагр}}$) или менее 30 МВт, то минимальное ограничение по активной мощности принимается равным половине максимального ограничения по активной мощности со знаком минус.

3.5. Если по данным контрольного замера рассчитано, что модуль значения минимальной реактивной мощности нагрузки ($Q_{\min \text{ нагр}}$) больше модуля значения максимальной мощности нагрузки ($Q_{\max \text{ нагр}}$) $|Q_{\min \text{ нагр}}| > |Q_{\max \text{ нагр}}|$, принимается за минимальное ограничение реактивной мощности нагрузки $Q_{\min \text{ нагр}}$, а за максимальное ограничение мощности нагрузки $-Q_{\min \text{ нагр}}$.

3.6. Если по данным контрольного замера рассчитано, что $|Q_{\min \text{ нагр}}| < |Q_{\max \text{ нагр}}|$, принимается за минимальное ограничение реактивной мощности нагрузки $-Q_{\max \text{ нагр}}$, а за максимальное ограничение мощности нагрузки $Q_{\max \text{ нагр}}$.

3.7. Нагрузка узлов, имеющих генерацию в самом узле или вблизи рассматриваемого узла, определяется как сумма генерируемой мощности и значения сальдо перетоков мощности примыкающих элементов.

3.8. Минимальное ограничение мощности нагрузки, имитирующее нагрузку собственных нужд генераторов, принимается 0.

3.9. Все ограничения активной и реактивной мощности нагрузки узлов расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА, рассчитанные по данным контрольных замеров операционной зоны НДЦ СО, умножаются на 2 для учета роста нагрузки.

3.10. Полученные максимальные и минимальные ограничения мощности нагрузок или принципы их определения допускается изменять по фактическим режимам работы энергосистемы с направлением полученных ограничений официальным письмом с указанием обоснований необходимости внесения изменений.

3.11. Периодическая корректировка ограничений нагрузок проводится после обработки нового контрольного замера и фиксации увеличения значения ограничения по модулю ($P_{\min \text{ нагр}}/P_{\max \text{ нагр}}/Q_{\min \text{ нагр}}/Q_{\max \text{ нагр}}$) по последним данным.

4. Принцип определения минимальных и максимальных ограничений генерации источников мощности в узлах расчетной модели

4.1. Минимальные ограничения реактивной мощности для узлов расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА, содержащих в своем составе только УШР,

задаются в виде значения номинальной реактивной мощности УШР увеличенной на 25%.

4.2. Максимальные ограничения реактивной мощности для узлов расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА, содержащих в своем составе только УШР, задаются равным 0.

4.3. Ограничения мощности для узлов расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА, для которых задана возможность генерации активной и реактивной мощности, задаются в следующем образом:

- значение минимального ограничения по генерируемой активной мощности узла расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА ($P_{\min \text{ ген}}$) принимается равным 0 если технологический минимум блока/блоков рассматриваемого узла (P_{\min}) имеет значение больше 0. В случае если блок/блоки имеют возможность работать в режиме потребления активной мощности, то в качестве минимального ограничения по генерируемой активной мощности принимается максимальное значение потребления генератора по активной мощности со знаком минус,

- значение максимального ограничения по генерируемой активной мощности узла ($P_{\max \text{ ген}}$) принимается равным максимальной мощности блока (P_{\max}) с учетом возможного ограничения по турбине,

- значение минимального ограничения по генерируемой реактивной мощности ($Q_{\min \text{ ген}}$) принимается равным минимальному значению потребляемой генератором/генераторами реактивной мощности в соответствии с P,Q-характеристикой генератора/генераторов (Q_{\min}). При отсутствии данных о фактической P,Q-характеристике Q_{\min} принимается по другим имеющимся данным от собственника,

- значение максимального ограничения по генерируемой реактивной мощности ($Q_{\max \text{ ген}}$) принимается равным максимальному значению генерируемой генератором/генераторами реактивной мощности в соответствии с P,Q-характеристикой генератора (Q_{\max}). При отсутствии данных о фактической P,Q-характеристике Q_{\max} принимается по другим имеющимся данным от собственника.

4.4. Все ограничения активной и реактивной мощности для узлов расчетной модели ПТК ВУ ЦСПА, для которых задана возможность генерации активной и реактивной мощности умножаются на 1,25.

4.5. Полученные максимальные и минимальные ограничения мощности генерации или принципы их определения допускается изменять по фактическим режимам работы энергосистемы с направлением полученных ограничений официальным письмом с указанием обоснований необходимости внесения изменений.

4.6. Периодическая корректировка ограничений генерации проводится после обработки нового контрольного замера и фиксации увеличения значения ограничения по модулю ($P_{\min \text{ ген}}/P_{\max \text{ ген}}/Q_{\min \text{ ген}}/Q_{\max \text{ ген}}$ /ограничения мощности генерации для узлов с УШР) по последним данным.