

<

УТВЕРЖДЕНА
Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 28 от 27 октября 2005 года

КОНЦЕПЦИЯ
регулирования частоты и перетоков
в энергообъединении стран СНГ и Балтии

СОГЛАСОВАНА
решением Комиссии по оперативно-технологической
координации совместной работы энергосистем СНГ
и Балтии
Протокол № 2-3 от 30.09.2005 г.

2005 год

Содержание

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

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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

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

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

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

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

2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

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

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

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

Под **заданным суммарным внешним перетоком (обменной мощностью) энергосистемы** (*set value of total power flow (power exchange) of power system*) понимается плановое значение суммарного внешнего перетока при номинальной частоте.

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

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

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

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

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

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

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

Под **первичной регулирующей мощностью электростанции** (*primary control power of power plant*) понимается значение изменения ее мощности

под воздействием системы автоматического регулирования турбин, котлоагрегатов, реакторов, систем ГРАМ на ГЭС и т.п., вызванного изменением частоты. При повышении частоты первичная регулирующая мощность электростанции отрицательна (разгрузка агрегатов), при снижении частоты – положительна (загрузка).

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

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

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

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

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

регулируем частота до начала восстановления частоты вторичным регулированием.

Под **первичным регулированием частоты (первичным регулированием) (*primary frequency control or primary control*)** понимается процесс мобилизации первичной регулиющей мощности электростанций и энергосистем при возникновении небаланса мощности, заканчивающийся установлением квазистатического баланса мощности при новом значении частоты. При этом мобилизованная в энергообъединении первичная регулиющая мощность компенсирует первоначально возникший небаланс. Величина и знак квазистатического отклонения частоты зависит от величины и знака небаланса мощности и эффективности первичного регулирования, то есть от его настройки и наличия резервов первичного регулирования при правильном их распределении. Первичное регулирование, обладая большим быстродействием, обеспечивает стабильность частоты, ограничивает значения ее отклонений в нормальных условиях и способствует удержанию частоты в безопасных пределах при резких, в том числе аварийных изменениях баланса мощности как в энергообъединении в целом, так и в отделившихся его частях.

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

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

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

Под **вторичным регулированием режима (вторичным регулированием) (*secondary control*)** понимается процесс использования

вторичной регулирующей мощности (вторичного резерва) для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления частоты и потраченных при действии первичного регулирования резервов первичной регулирующей мощности.

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

Под **зональным вторичным регулированием** (*zonal secondary control*) понимается совместное вторичное регулирование, осуществляемое в зоне двух и более смежных энергосистем на основе особого соглашения о взаимодействии при осуществлении регионального и зонального регулирования.

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

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

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

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

Под **резервом вторичного регулирования (вторичным резервом)** (*secondary control reserve or secondary reserve*) понимается значение максимально возможного изменения мощности электростанций вторичного регулирования в

данной энергосистеме по действиям системы АРЧМ или по командам диспетчера на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку (loading reserve) и резерв на разгрузку (unloading reserve)).

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

Под **третичным регулированием** (*tertiary control*) понимается оперативное регулирование мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях. На электростанции третичного регулирования периодически передаются все отклонения от планового режима, первоначально воспринятые электростанциями первичного, а затем вторичного регулирования.

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

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

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

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

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

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

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

3. ОБЩИЕ УСЛОВИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

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

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

При возникновении небаланса мощности и изменении частоты в энергообъединении первичное регулирование реализуется в результате действия автоматических регуляторов частоты вращения всех турбин, изменяющих мощность генераторов в пределах имеющихся на них первичных резервов регулирования в течение нескольких секунд при последующей поддержке системами регулирования котлов, реакторов. После мобилизации первичных резервов вновь устанавливается квазистатический баланс мощности при новом

значении частоты, отличном от номинального, поскольку первичное регулирование является статическим и зависимость величины отклонения частоты от величины небаланса мощности определяется крутизной статической частотной характеристики (СЧХ) всего энергообъединения.

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

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

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

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

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

3.5. Во всех энергосистемах (районах регулирования), имеющих автоматическое вторичное регулирование, должна быть организована периодическая коррекция ошибки синхронного времени. Даже при высоком качестве вторичного регулирования частоты из-за отличия средней частоты от

номинального значения и наличия погрешности в измерении частоты и перетоков за длительный период времени (за сутки) накапливается ошибка синхронного времени (несколько секунд), которая даже при отсутствии возмущений приводит к неплановым обменам электроэнергией.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ОТДЕЛЬНЫМ ВИДАМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

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

- частота электрического тока в нормальном режиме работы энергообъединения должна быть равна номинальной частоте 50 Гц с отклонениями не более $\pm 0,05$ Гц (нормально допустимые) или кратковременными квазистатическими отклонениями частоты не более $\pm 0,2$ Гц (максимально допустимые). Восстановление отклонений частоты от максимально допустимых значений, возникающих при значительных аварийных небалансах мощности, до нормально допустимых значений должно обеспечиваться за время не более 15 минут.

- среднее значение частоты на получасовых интервалах должно поддерживаться на номинальном уровне с отклонением не более $\pm 0,01$ Гц;

- перетоки в транзитной сети энергообъединения не должны выходить за установленные пределы максимально допустимых перетоков;

- суммарный внешний переток каждой из энергосистем поддерживается в соответствии с заданными согласованными графиками с коррекцией по частоте.

4.1. ПЕРВИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

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

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

Нормированное первичное регулирование для обеспечения стабильности частоты должно осуществляться выделенными для этой цели электростанциями в

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

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

Первичное регулирование должно обеспечить устойчивую выдачу требуемой первичной регулирующей мощности и ее удержание, начиная с момента возникновения небаланса мощности и отклонения частоты и заканчивая полной компенсацией возникшего небаланса мощности и возврата частоты к исходному номинальному уровню в результате действия вторичного регулирования, то есть в течение, как минимум, 15 минут. Величина первичной регулирующей мощности, выдаваемой энергосистемой (районом регулирования) в энергообъединение при отклонении частоты, определяется величиной этого отклонения частоты и крутизной СЧХ энергосистемы (района регулирования), а величина отклонения частоты при возникновении небаланса мощности – величиной этого небаланса и крутизной СЧХ энергообъединения. Значения крутизны СЧХ энергосистем (районов регулирования) и энергообъединения нормируются значениями коррекции по частоте соответственно энергосистем и энергообъединения, которые должны задаваться совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии и периодически обновляться на основе фактических данных о крутизне СЧХ.

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

4.1.3. В соответствии с принципом совместного участия энергосистем субъектов параллельной работы (районов регулирования) в первичном регулировании частоты необходимый суммарный нормируемый первичный резерв энергообъединения должен быть распределен между энергосистемами (районами регулирования). Распределение нормируемого первичного резерва (согласование

коэффициентов распределения) должно выполняться ежегодно совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии.

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

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

4.1.4. Характеристики первичного регулирования в различных энергосистемах (районах регулирования) энергообъединения стран СНГ и Балтии должны быть по возможности аналогичными, так чтобы избежать качаний и динамического перераспределения первичной мощности в процессе компенсации небаланса мощности. Действие первичного регулирования должно начинаться сразу же после возникновения небаланса мощности, причем в зависимости от величины небаланса мощности 50% потребного первичного резерва должно быть выдано за время не более 15 секунд, а весь суммарный первичный резерв должен быть выдан за время не более 30 секунд в соответствии с заданной совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии частотной коррекцией энергосистемы.

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

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

Статизм системы регулирования мощности на энергоблоках должен обеспечить выдачу всего заданного первичного резерва при отклонении частоты $\pm 0,200$ Гц.

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

характеристиках первичного регулирования и о статических частотных характеристиках (СЧХ) энергообъединения и отдельных его частей.

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

4.2. ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

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

Вторичное регулирование в каждой из энергосистем субъектов параллельной работы (районе регулирования) должно обеспечить поддержание суммарного внешнего перетока данной энергосистемы (района регулирования) на заданном уровне с коррекцией по частоте, то есть обеспечить полную компенсацию «собственных», возникших в пределах данной энергосистемы (района регулирования), небалансов мощности и, тем самым, участие в поддержании частоты в энергообъединении.

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

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

4.2.2. В результате действия вторичного регулирования суммарный внешний переток каждой энергосистемы (района регулирования) должен поддерживаться на заданном уровне при номинальной частоте. При этом внутренние нарушения баланса мощности каждой энергосистемы (района регулирования) должны устраняться силами этой энергосистемы (района регулирования) за время не более 15 минут. Вторичное регулирование энергосистемы (района регулирования) не должно реагировать на внешние возмущения (возникшие в соседних энергосистемах – районах регулирования) и в то же время не препятствовать

действию первичного регулирования своей энергосистемы по взаимопомощи соседней энергосистеме, где произошло это возмущение (например, аварийное отключение энергоблока). При отделении энергосистемы одной из стран-участников на работу в режиме “острова”, вторичное регулирование этой энергосистемы (района регулирования) должно обеспечить переход на астатическое регулирование частоты.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- точность измерения частоты не хуже $\pm 0,001$ Гц, то есть измерение частоты должно осуществляться датчиками частоты с тремя значащими цифрами после запятой; считывание измерений частоты должно производиться с циклом не более 1 сек.;

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

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

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

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

4.2.8. В энергосистемах и в энергообъединении должны быть определены линии электропередачи и сечения транзитной сети, перегрузка которых перетоками даже в нормальных режимах может привести к нарушению устойчивости

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

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

Вторичные резервы, необходимые для покрытия расчетных небалансов и колебаний баланса энергосистем (районов регулирования), должны устанавливаться совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии и создаются каждой энергосистемой (районом регулирования) самостоятельно.

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

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

4.3. ТРЕТИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

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

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

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

В качестве менее быстродействующего третичного резерва могут быть использованы:

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

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

4.3.4. Величина третичного резерва и его размещение устанавливаются энергосистемой (районом регулирования) самостоятельно; третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования первичного и вторичного регулирования в заданном объеме и при требуемом качестве регулирования, а также возмещения погрешности планирования баланса мощности и потери генерации.

4.4. КОРРЕКЦИЯ СИНХРОННОГО ВРЕМЕНИ

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

по команде из единого центра, расположение которого устанавливается совместно органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии.

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

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

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

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. УСТЕ Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Perfomance (Final policy 2.2 E, 20.07.2004).

2. РАО “ЕЭС России”, Приказ № 524 “О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России” от 18.09.2002. Приложение 3. Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России. Методические указания.