

Утверждена
приказом ГПО «Белэнерго»
09.10.2015 № 254

**ИНСТРУКЦИЯ
ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Введена в действие
02.11.2015

Минск 2015

Содержание

1	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	3
2	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	3
3	ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	5
4.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	7
5.	УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ В СИНХРОННО РАБОТАЮЩЕМ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ ЕЭС/ОЭС	8
6	РЕЗЕРВ МОЩНОСТИ В ОЭС БЕЛАРУСИ.....	10
7	ПЛАНИРОВАНИЕ И ВЕДЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	10
8.	РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ.....	13
9.	РЕЖИМ НЕДОВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ В ОЭС БЕЛАРУСИ.....	22
10.	СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ОЭС БЕЛАРУСИ, ЭНЕРГОСИСТЕМ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ	27
11.	ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ	29
12.	ОГРАНИЧЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	33
13	ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ И РЕЖИМНАЯ АВТОМАТИКА	34
14	ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ АЧР, САОН, ДАРН, АЧД В ОЭС БЕЛАРУСИ..	35
15	РЕМОНТНЫЕ РЕЖИМЫ	37
16	ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛЕЙ	38
17	КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАМЕРЫ НАГРУЗОК, ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ	39
18	ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ.....	41

1 Область применения

Требования Инструкции по регулированию режимов работы объединенной энергосистемы Республики Беларусь (далее – Инструкция) предназначена для ГПО «Белэнерго» и организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго» и выполняющих функции оперативно-диспетчерского управления процессами производства, передачи, распределения электрической и тепловой энергии.

Знать настоящую Инструкцию обязан следующий персонал объединенной энергосистемы Республики Беларусь (далее – ОЭС Беларуси) в части вопросов, касающихся его работы:

- персонал технических управлений ГПО «Белэнерго»;
- дежурные диспетчеры РУП «ОДУ», ЦДС РУП-облэнерго, ОДС филиалов электрических сетей РУП-облэнерго;
- инженеры режимных подразделений РУП «ОДУ», ЦДС РУП-облэнерго, ОДС филиалов электрических сетей РУП-облэнерго;
- начальники смен электростанций;
- начальники смен электроцехов и персонал щитов управления электростанций;
- административно-технический персонал тепловых электростанций и технологических цехов;
- начальники смен котлотурбинного цеха электростанции;
- дежурный персонал подстанций (110 - 750 кВ);
- административно-технический персонал электрических сетей и их районов, ведающий эксплуатацией оборудования, а также все инспекторы по эксплуатации и технике безопасности.

Требуемый объем знаний положений настоящей Инструкции, касающийся работы конкретного персонала, определяется главным инженером соответствующего предприятия (организации).

2 Нормативные ссылки¹

В настоящей Инструкции использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты:

2.1. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (14-е издание, переработанное и дополненное), утвержденные министром энергетики и электрификации СССР А.И. Майорцем 20.02.1989 г.

2.2. СТП 09110.01.101-06. Порядок разработки стандартов концерна «Белэнерго».

¹ при пересмотре либо изменении ТНПА необходимо использовать действующую редакцию документа

2.3. СТП 09110.01.103-06. Правила построения, изложения, оформления и содержания стандартов концерна «Белэнерго».

2.4. СТП 09110.20.584-08. Инструкция по определению и поддержанию нормативного резерва мощности в ОЭС Беларуси.

2.5. СО 09110.20.560-05 Руководящие указания по устойчивости энергосистем.

2.6. СТП 34.20.544 (РД 34.20.544) Типовая инструкция по оптимальному управлению потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрических сетях энергосистем: ТИ 34-70-002-82/Утв. Минэнерго СССР; Разраб. Уралтехэнерго, Минэнерго СССР. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1982.-25с. Извещение №2/87 к РД 34.20.544.- М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. – 1с.

2.7. Правила электроснабжения, утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011 № 1394.

2.8. ГОСТ 13109-97 Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения:/Утв. Госстандарт Республики Беларусь; Вв. 1.08.99г.; Разраб. Техническим комитетом по стандартизации в области электромагнитной совместимости технических средств (ТК 30 ЭМС). – Мн.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1999г.

2.9. ГОСТ 1516.3-96 Межгосударственный стандарт. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции:/Утв. Госстандарт Республики Беларусь; Вв. 1.01.99г.; Разраб. Техническим комитетом по стандартизации ТК 37 «Электрооборудование для передачи и распределения электроэнергии».

2.10. СТП 09110.01.211-08 Инструкция по ликвидации аварийных режимов в ОЭС Беларуси.

2.11. Инструкция по расчету и обоснованию нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям, утвержденная постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 16.12.2013 №48.

2.12. СТП 09110.20.524-12 Инструкция по разработке нормальных схем основной сети РУП-облэнерго, схем электрической сети 35-750 кВ РУП-облэнерго и нормальных схем электрических соединений энергообъектов.

2.13. СТП 09110.46.500-05 Инструкция по эксплуатации трансформаторов в Белорусской энергосистеме.

2.14. СТП 09110.20.521-07 Инструкция по диспетчерскому управлению ремонтами и испытаниями оборудования ОЭС Республики Беларусь.

2.15. Положение об оперативно-диспетчерском управлении, 2011.

2.16. СТП 09110.45.501-06 Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях.

2.17. СТП 09110.20.562-15 «Типовая инструкция по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций на тепловых электростанциях».

3 Термины, определения и сокращения

В настоящей инструкции применяют следующие термины с соответствующими определениями и сокращения:

3.1 РУП-облэнерго: Республиканские унитарные предприятия электроэнергетики областных энергосистем «Брестэнерго», «Витебскэнерго», «Гомельэнерго», «Гродноэнерго», «Минскэнерго» и «Могилевэнерго».

3.2 Энергообъединение ЕЭС/ОЭС: энергообъединение энергосистем стран СНГ, стран Балтии и единой энергетической системы России, работающих параллельно.

3.3 Выходной день – это установленные в соответствии с законодательством Республики Беларусь дни отдыха работника (воскресенье, нерабочие праздничные дни).

3.4 Предвыходной день – это день, предшествующий выходному дню (суббота; день, предшествующий нерабочему праздничному дню).

3.5 Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования – наибольшее напряжение частоты 50 Гц, неограниченно длительное приложение которого к зажимам разных фаз (полюсов) электрооборудования допустимо по условиям работы его изоляции [ГОСТ 1516.3-96 Межгосударственный стандарт. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции:/Утв. Госстандарт Республики Беларусь; Вв. 1.01.99г.; Разраб. Техническим комитетом по стандартизации ТК 37 «Электрооборудование для передачи и распределения электроэнергии»].

3.6 Противоаварийная автоматика (ПА) – комплекс автоматических устройств, предназначенных для ограничения развития и прекращения аварийных режимов в энергосистеме.

3.7 Режимная автоматика (РА) – автоматические устройства, осуществляющие автоматизацию процесса ведения режима в нормальных и послеаварийных условиях энергосистемы в целом (АРВ, АПВ, АВР, АРЧМ, САРН, САР котлов и турбин, САУМБ).

3.8 Статическая устойчивость – это способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после малого возмущения (оперативное включение и отключение электроустановок, ВЛ; изменение потребления и др.).

3.9 Динамическая устойчивость – это способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после резкого возмущения (короткое замыкание и т.п.)

3.10 Аварийный режим энергосистемы – режим энергосистемы, возникновение и длительное существование которого представляет недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и/или ведет к нарушению электро- и теплоснабжения потребителей.

3.11 Послеаварийный режим определяется как состояние системы после устранения аварийных условий.

АЛАР	- автоматика ликвидации асинхронного режима
АРВ	- автоматическое регулирование возбуждения
АРН	- автоматическое регулирование напряжения
АРС	- автоматическая разгрузка электростанций
АРЧМ	- автоматическое регулирование частоты и мощности
АСБС	- автоматика сечения Беларусь – Смоленск
АТ	- автотрансформатор
АЧД	- автоматика частотного деления
АЧР	- автоматическая частотная разгрузка
БРОУ	- быстродействующие редуционно-охладительные установки
БСК	- батарея статических конденсаторов
ВЛ	- воздушная линия электропередачи
ДАРН	- дополнительная автоматическая разгрузка по напряжению
ДД	- дежурный диспетчер
ДС	- диспетчерская служба
ЕЭС России	- Единая энергетическая система России
НПА	- нормативный правовой акт
НСС	- начальник смены станции
ОАО «СО ЕЭС»	- системный оператор ЕЭС России
ОАПВ	- однофазное автоматическое повторное включение
ОДС	- оперативно-диспетчерская служба
ОМВ	- ограничитель минимального возбуждения
ОЭС Беларуси	- объединенная энергетическая система Беларуси
ПА	- противоаварийная автоматика
ПС	- подстанция
ПТО	- производственно-технический отдел
ПТЭ	- правила технической эксплуатации
РА	- режимная автоматика
РОУ	- редуционно-охладительные установки
РПН	- регулирование под нагрузкой

РШ	- реактор шунтирующий
САОН	- специальная автоматика отключения нагрузки
САПАХ	- селективная автоматика предотвращения асинхронного хода
СК	- синхронный компенсатор
ТГ	- турбогенератор
ТКЗ	- токи короткого замыкания
ТНПА	- технический НПА
УТАПВ	- ускоренное трехфазное автоматическое повторное включение
ЧАПВ	- автоматическое повторное включение потребителей, отключившихся от автоматической частотной разгрузки
ЦДС	- центральная диспетчерская служба
ЭДС	- электродвижущая сила

4. Общие положения

4.1 Во всех РУП-облэнерго должна быть разработана инструкция по регулированию режимов работы областной энергосистемы (далее – инструкция РУП-облэнерго), дополненная указаниями персоналу по ведению режима работы энергосистемы с учетом специфики работы, особенностей схемы энергосистемы и характеристик оборудования. На каждой электростанции и подстанции напряжением 110-750 кВ энергосистемы инструкция РУП-облэнерго должна быть дополнена конкретными указаниями персоналу по ведению режима объекта с учётом специфики его работы, особенностей схемы и характеристик оборудования.

4.2 При выполнении положений настоящей Инструкции оперативные руководители и персонал электростанции, подстанции 110-750 кВ, энергосистемы, решая конкретные задачи по ведению режима, должны руководствоваться указаниями, разработанными на основании настоящей Инструкции с учетом местных условий, а также другими ТНПА и справочными материалами, устанавливающими требования по ведению режима.

4.3 Дополнительные необходимые документы для выполнения оперативными руководителями ОЭС Беларуси (областной энергосистемы и ее филиалов) функций по управлению работой электростанций, электрических сетей, непосредственно находящихся в его управлении и оперативном ведении, разрабатываются РУП «ОДУ» (ЦДС РУП-облэнерго, ОДС филиалов электрических сетей РУП-облэнерго) с привлечением производственных служб и отделов соответствующих предприятий и выдаются на рабочие места оперативным руководителям в виде инструкций, указаний и другого справочного материала, утвержденного главным инженером РУП «ОДУ» (РУП-

облэнерго, филиала электрических сетей РУП-облэнерго). Данные документы не должны противоречить действующим в ОЭС Беларуси ТНПА, в том числе и стандартам предприятия ГПО «Белэнерго».

4.4 Режим работы ОЭС Беларуси и ее отдельных частей должен соответствовать основным задачам ПТЭ:

а) разработка и ведение режимов работы электростанций, сетей и энергосистемы, обуславливающих бесперебойность энергоснабжения потребителей;

б) обеспечение устойчивости энергосистемы;

в) обеспечение качества электроэнергии и тепла в соответствии с нормами, установленными в действующих на территории Республики Беларусь ТНПА;

г) обеспечение экономичности работы ОЭС Беларуси в целом и ее отдельных частей при рациональном использовании энергоресурсов и соблюдении заданных графиков нагрузки.

Режим работы каждой из энергосистем РУП-облэнерго должен удовлетворять требованиям надежности и экономичности режима ОЭС Беларуси.

Обеспечение выполнения этих требований осуществляется РУП «ОДУ», НСС, ЦДС РУП-облэнерго, диспетчерскими службами электрических и тепловых сетей через свои подчиненные звенья оперативного управления путем:

а) предварительной проработки режимными подразделениями диспетчерских служб РУП-облэнерго (РУП «ОДУ») и электростанций текущих и ожидаемых режимов (разработка оптимального режима работы, выбор состава оборудования и разработка схем электрических соединений объектов, графиков напряжения и перетоков мощности, составление балансов мощности и энергии, производства расчетов потокораспределения, устойчивости с определением настройки технических средств режимной и противоаварийной автоматики, расчетов ТКЗ и т.д.);

б) круглосуточного оперативного управления через свои оперативные звенья режимом работы электростанций и сетей.

5. Управление режимом в синхронно работающем энергообъединении ЕЭС/ОЭС

5.1 Частоту в синхронно работающем энергообъединении ЕЭС/ОЭС регулирует диспетчер ОАО «СО ЕЭС» в автоматическом режиме с помощью АРЧМ, к которому подключены электростанции ЕЭС России. При неисправности системы АРЧМ регулирование осуществляется электростанциями ЕЭС России вручную по распоряжению диспетчера ОАО «СО ЕЭС».

5.2 ДД РУП «ОДУ» регулирует сальдо перетоков мощности ОЭС Беларуси с коррекцией по частоте за счет изменения генерации собственных электростанций или использования резерва мощности других энергосистем (при

наличии соответствующих договоренностей). Весь вращающийся резерв ОЭС Беларуси находится в управлении ДД РУП «ОДУ».

5.3 Режимы работы ОЭС Беларуси с энергосистемами других стран регламентируются отдельными документами, согласованными между уполномоченными организациями данных энергосистем.

5.4 При плановом или аварийном отделении ОЭС Беларуси от энергообъединения ЕЭС/ОЭС ДД РУП «ОДУ» самостоятельно принимает решение по регулированию частоты в зависимости от конкретных условий и режима работы энергосистемы, а при отделении ОЭС Беларуси и энергосистем стран Балтии от энергообъединения ЕЭС/ОЭС ответственного за регулирование частоты в выделившейся синхронной зоне назначает диспетчер ОАО «СО ЕЭС».

5.5 При изменениях частоты теплотехническое оборудование энергоблоков, котло- и турбоагрегаты тепловых электростанций ОЭС Беларуси обеспечивают изменение нагрузки в соответствии с возможностями систем регулирования турбин и котлоагрегатов, которые должны соответствовать требованиям действующих ТНПА.

Использование систем автоматического управления и режимов работы, препятствующих изменению нагрузки при изменениях частоты (ограничители мощности на турбинах, регуляторы давления «до себя», режим скользящего давления при полностью открытых клапанах турбин, регуляторы мощности без частотной коррекции, отключение устройств автоматического регулирования производительности котельных установок и т.п.), допускается только временно при неисправности основного оборудования и с разрешения РУП «ОДУ», что оформляется соответствующей заявкой.

5.6 При резком снижении/повышении частоты на 0,2 Гц и более от величины частоты предшествующего установившегося режима оперативный персонал ОЭС Беларуси должен действовать в соответствии с СТП 09110.01.211-08 Инструкция по ликвидации аварийных режимов в ОЭС Беларуси, СТП 09110.20.562-15 «Типовая инструкция по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций на тепловых электростанциях».

5.7 При снижении частоты из-за потери генерирующей мощности для оценки величины дефицита мощности ДД РУП «ОДУ» (РУП-облэнерго) должен учитывать, что снижению частоты на 0,5 Гц соответствует сброс примерно 3-4% суммарной нагрузки энергосистемы или энергорайона, отделившегося синхронного энергообъединения. Результирующий регулирующий эффект нагрузки по частоте зависит от состава потребителей энергетической системы, удельного веса различных групп токоприёмников и характера их работы.

5.8 При регулировании перетоков мощности и необходимости их ограничения диспетчер РУП «ОДУ» (РУП-облэнерго) должен воздействовать на мощность электростанций (в соответствии с оперативной подчиненностью), расположенных поблизости от контролируемого сечения или ВЛ, поскольку коэффициент влияния этих электростанций на переток значительно выше, чем у электростанций, удаленных от этого сечения (ВЛ).

6 Резерв мощности в ОЭС Беларуси

6.1 Для обеспечения надежности энергоснабжения потребителей в ОЭС Беларуси должен постоянно поддерживаться резерв мощности электростанций. Порядок расчета величин и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты, перетоков активной мощности и оказания взаимопомощи энергосистемам других государств в аварийных режимах устанавливается СТП 09110.20.584-08 Инструкция по определению и поддержанию нормативного резерва мощности в ОЭС Беларуси.

7 Планирование и ведение экономичного режима энергосистемы

7.1 Целью планирования и ведения режима энергосистемы является выбор состава и загрузки оборудования для обеспечения:

- а) надежного энергоснабжения потребителей;
- б) технически обоснованного вращающегося резерва в энергосистеме;
- в) минимизации расхода топлива по энергосистеме с учетом потерь в электросетях;
- г) получения максимально-возможной прибыли, как обобщающего критерия экономической эффективности.

7.2 Планирование режима проводится исходя из:

- а) прогнозируемого графика потребления электроэнергии;
- б) прогноза отпуска тепловой энергии на каждой электростанции;
- в) согласованных графиков импорта/экспорта электроэнергии;
- г) производства необходимых ремонтов оборудования электростанций и электрических сетей;
- д) рабочей мощности электростанций;
- е) состава генерирующего оборудования, участвующего в первичном регулировании, наличия текущих ограничений.

7.3 При составлении суточного графика нагрузок электростанций оптимизация режима проводится с учетом:

- а) работы ТЭЦ по тепловому графику нагрузок;
- б) последовательной загрузки наиболее экономичного при работе по конденсационному циклу оборудования с точки зрения характеристик относительного прироста удельного расхода условного топлива;
- в) технического минимума нагрузки электростанций.

7.4 Каждая электростанция, в рамках заданного суточного графика нагрузок, должна проводить оптимизацию распределения тепловых и электрических нагрузок между турбоагрегатами с целью получения минимального расхода топлива по электростанции.

7.5 РУП-облэнерго ежедневно до 14-30 передают в РУП «ОДУ» информацию о планируемых режимах работы электростанций на предстоящие сутки (за два рабочих дня до первого выходного дня – на предстоящие сутки, все выходные дни и последующий за выходными днями рабочий день):

а) располагаемую мощность основных электростанции (электростанций, установленной мощностью 100 МВт и более с давлением рабочей среды 140 ата и выше);

б) тепловые нагрузки по отборам (включая собственные нужды);

в) величину мощности основных ТЭЦ при работе по тепловому графику (электрическая нагрузка турбоагрегатов электростанции, соответствующая заданному отпуску тепловой энергии и минимальному пропуску пара в конденсатор паровых турбин);

г) величину согласованной разгрузки основных ТЭЦ ниже теплового графика (уровень нагрузки ТЭЦ, при котором при снижении нагрузки турбоагрегатов ниже теплового графика не происходит недоотпуска тепловой энергии за счёт перевода тепловых нагрузок на уже работающие пиковые и (или) резервные источники: водогрейные котлы и РОУ (БРОУ));

д) величину технического минимума основных ТЭЦ (минимально допустимый уровень нагрузки генерирующего оборудования по условиям надёжности работы. Технический минимум устанавливается на основании заводских инструкций (указанных в контракте величин) и (или) решениями ГПО «Белэнерго» на основании результатов проведённых испытаний);

е) величину максимальной мощности оборудования основных электростанций, находящегося в работе (включенной мощности, без холодного резерва);

ж) величину холодного резерва по основным электростанциям;

з) величину ремонтной мощности по основным электростанциям;

и) величину возможного перегруза оборудования;

к) величины ожидаемого потребления энергосистемы (почасовые суточные графики нагрузки электропотребления);

л) суммарную включенную мощность и суммарную почасовую величину нагрузки малых станций с указанием возможной минимальной нагрузки;

м) суммарную почасовую величину нагрузки блок-станций с указанием возможной минимальной нагрузки;

н) величину удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии для электростанций энергосистемы.

7.6 Для планирования и ведения оптимального режима работы энергосистемы РУП-облэнерго в срок до 15 сентября ежегодно должны представлять в РУП «ОДУ» расчет ограничений мощности на планируемый год по каждой электростанции.

7.7 РУП-облэнерго в срок до 15 сентября, а также при вводе нового оборудования не позднее, чем через месяц после его ввода в эксплуатацию должны представлять в РУП «ОДУ» следующие материалы:

а) время пуска и допустимые скорости набора нагрузки энергетического оборудования;

б) расход топлива на пуск турбо- и котлоагрегатов из различного теплового состояния;

в) допустимые максимальные и минимальные нагрузки турбо- и котлоагрегатов;

г) принципиальные оперативные тепловые схемы электростанций;

д) кривые располагаемой реактивной мощности (PQ-диаграмма); характеристика ОМВ.

7.8 Каждый дежурный диспетчер в свою смену является ответственным за экономичный режим работы энергосистемы в соответствии с оперативной подчиненностью.

7.9 В нормальных условиях все электростанции должны работать по заранее разработанному и утвержденному графику. При отклонении любой из составляющих баланса мощности ОЭС Беларуси от запланированной диспетчер в соответствии с оперативной подчиненностью производит соответствующие изменения нагрузки электростанций.

7.10 В часы минимальных нагрузок при невозможности обеспечения баланса электрических мощностей при исчерпании регулировочного диапазона оборудования КЭС, допускается разгрузка ТЭЦ ниже теплового графика с переводом части тепловой нагрузки на водогрейные котлы и РОУ, или остановка в резерв оборудования дополнительно к плановому режиму.

7.11 При невозможности обеспечения максимальных нагрузок на электростанции и при наличии резерва паровой мощности котлов во избежание нарушения запланированных сальдо перетоков или перегрузки межсистемных сечений допускается перераспределение тепловой нагрузки между отборами турбин, РОУ и водогрейными котлами для достижения максимальной электрической мощности турбоагрегатов в ущерб экономичности.

7.12 Для кратковременного повышения электрической мощности ТЭЦ до максимальной при отсутствии резерва паровой мощности котлов и при исчерпании других возможностей допускается снижение отопительной нагрузки ТЭЦ путем снижения температуры прямой сетевой воды.

7.13 Отклонение от вышеуказанного принципа ведения режима может быть вызвано недостатком топлива (отдельных видов топлива), требованиями поддержания надежного снабжения местных потребителей и др.

7.14 Работа дубль-блоков в однокорпусном режиме в ОЭС Беларуси, как правило, допускается только в аварийных режимах, когда при останове одного корпуса (котла) на блоке по реальной обстановке с балансом мощностей в ОЭС экономически целесообразно кратковременно, до включения после ремонта второго корпуса (котла), проработать на этом блоке в однокорпусном режиме.

7.15 При работе ОЭС Беларуси в условиях дефицита мощности оперативный персонал ОЭС должен использовать возможности теплоэнергетического оборудования по допустимым перегрузкам, которые разрешает завод-изготовитель, местные инструкции и состояние оборудования.

7.16 При использовании перегрузки ТЭС персонал ТЭС должен установить и зафиксировать, по какому узлу и фактору прекращено дальнейшее нагружение ТЭС.

7.17 Все инструкции и необходимые материалы по допустимым перегрузкам теплоэнергетического оборудования должны находиться на рабочих местах соответствующего персонала электростанций.

7.18 В целях повышения качества планирования режимов работы энергосистемы Республики Беларусь в ночные часы осенне-зимнего периода, оптимизации ночных разгрузок ТЭЦ ниже теплового графика, а также для повышения экономичности и надежности работы электростанций и энергосистемы в целом РУП-облэнерго ежегодно (до начала отопительного периода или в иной срок, установленный по решению Объединения) разрабатывают режимы работы основных ТЭЦ энергосистемы Республики Беларусь в осенне-зимний период.

7.19 В целях организации в межотопительный период экономичных и надежных режимов работы оборудования на энергоисточниках ГПО «Белэнерго» РУП-облэнерго ежегодно (до окончания отопительного периода или в иной срок, установленный по решению Объединения) разрабатывают помесечные режимы работы тепловых электрических станций (ТЭС) и районных котельных (РК) для рабочих и выходных дней с учетом графиков ремонта основного оборудования и тепловых сетей на предстоящий межотопительный период.

8. Регулирование напряжения

8.1 Задачей регулирования напряжения в энергосистеме является обеспечение качества электроэнергии, удовлетворяющего установленным нормам, экономичной совместной работы электрических сетей энергосистемы и электроприемников и связанных с ними механизмов, обеспечение необходимого запаса устойчивости энергосистемы, соответствия уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электростанций и сетей, а также поддержания согласованных со смежными энергосистемами величин перетоков реактивной мощности по межгосударственным линиям.

Решение этой задачи осуществляется за счет:

- а) поддержания оптимальных уровней напряжения у потребителей;
- б) оптимального распределения потоков реактивной мощности в сетях, обеспечивающего минимум потерь активной и реактивной мощности;
- в) поддержания максимально возможного уровня напряжения в сетях 35-220 кВ и оптимального в сетях 330 кВ и 750 кВ.
- г) поддержания требуемого баланса энергосистем по реактивной мощности.

8.2 Дежурные диспетчеры РУП «ОДУ», ЦДС, ОДС и оперативный персонал электростанций и подстанций обязаны осуществлять непрерывный контроль за уровнями напряжения в контрольных точках энергосистемы, положением ответвлений трансформаторов и автотрансформаторов, за соблюдением заданных графиков реактивной мощности генераторов, шунтирующих реакторов и синхронных компенсаторов.

8.3 Контрольными точками по напряжению являются шины:

а) генераторного напряжения электростанций, имеющих местных потребителей;

б) 35-330 кВ всех электростанций;

в) вторичного напряжения подстанций, на которых установлены трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой, регулируемые вольтодобавочные трансформаторы любого вида, РШ, СК и БСК;

г) 110 кВ крупных узловых подстанций.

8.4 В РУП «ОДУ»/РУП-облэнерго/электрических сетях филиала РУП-облэнерго должен быть разработан перечень пунктов, напряжение которых контролируется соответственно диспетчером РУП «ОДУ»/ЦДС РУП-облэнерго/ОДС филиала электрических сетей РУП-облэнерго, и утвержден главным инженером соответствующего предприятия.

8.5 Перечень контролируемых по напряжению пунктов должен пересматриваться не реже одного раза в три года, а также при изменении схемы электрических соединений энергосистемы, вводе нового генерирующего оборудования и компенсирующих устройств.

8.6 Величина напряжения в контрольных точках устанавливается графиками напряжения для этих точек, которые определяются расчетами в соответствии с СТП 34.20.544 (РД 34.20.544) Типовая инструкция по оптимальному управлению потоками реактивной мощности и уровнями напряжения в электрических сетях энергосистем, исходя из необходимости обеспечения:

а) установленных на основании действующих нормативных документов уровней напряжения у потребителей: Правила электроснабжения, ГОСТ 13109-97 Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

б) минимума потерь электроэнергии в сети, зависящего от уровней напряжения в сети и распределения реактивных мощностей;

в) устойчивости межсистемных и внутрисистемных связей.

8.7 Графики напряжений в контрольных точках должны составляться не реже одного раза в квартал для рабочего, предвыходного и выходного дней и передаваться оперативному персоналу для руководства не позднее, чем за 2 дня до начала его действия. Графики напряжения утверждаются главным инженером РУП «ОДУ»/РУП-облэнерго/филиала электрических сетей РУП-облэнерго.

8.8 График напряжения для всех уровней диспетчерского управления задается в функции времени.

8.9 Графики напряжения энергосистемы разрабатываются в следующем порядке:

8.9.1. исходя из величин напряжения на границе раздела сетей, установленных договором энергосбыта с абонентами, заключенным на основании действующих Правил электроснабжения, ГОСТ 13109-97 Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии

в системах электроснабжения общего назначения, ЦДС РУП-облэнерго и ОДС филиалов электрических сетей РУП-облэнерго составляют на квартал типовые суточные графики предельных напряжений для контролируемых точек сети.

Верхний предельный график напряжения для любой контролируемой точки – это график, при котором у ближайших потребителей обеспечиваются максимально допустимые уровни напряжения на протяжении суток, а у остальных потребителей – ниже максимально допустимых.

Нижний предельный график напряжения для любой контролируемой точки – это график, при котором у самых удаленных потребителей на протяжении всех суток обеспечиваются минимально допустимые уровни напряжения, а у остальных – выше их.

В случае невозможности одновременного обеспечения у всех потребителей значения напряжения (отклонений напряжения) в соответствии с установленными по договору величинами должны быть определены допустимые отклонения напряжения по периодам суток и суточный график напряжения узловых точек, при котором будет наименьший народнохозяйственный ущерб;

8.9.2. на основании этих графиков группой режимов ЦДС и ОДС разрабатываются графики напряжения и устанавливаются допустимые диапазоны отклонения напряжения в разные часы суток для контрольных точек, находящихся в их ведении;

8.9.3. Два раза в год: до 15 апреля и до 15 ноября соответственно для межотопительного и отопительного периодов – ЦДС РУП-облэнерго направляют в РУП «ОДУ» информацию по минимальным и максимальным значениям предельных напряжений (диапазон) шин 110 кВ крупных узловых подстанций 330-220 кВ и электростанций, оборудование которых находится в ведении ДД РУП «ОДУ», для минимального и максимального режимов рабочего, выходного и предвыходного дней.

8.9.4. на основании информации по п.8.9.3 РУП «ОДУ» с учетом результатов оптимизации минимального и максимального режимов ОЭС Беларуси при нормальной схеме, разрабатывается типовой график напряжения и нагрузки по реактивной мощности в функции времени для каждого часа суток для оптимизируемых точек основной сети Белорусской энергосистемы.

8.10 Оперативный персонал с помощью средств регулирования обязан поддерживать реактивную нагрузку турбогенераторов, синхронных компенсаторов и шунтирующих реакторов, а также уровни напряжения в контрольных точках в соответствии с заданными графиками.

8.11 Отклонения напряжения и реактивной мощности от величин, заданных графиком, не должны превышать 1%.

8.12 Персонал электростанций и подстанций обязан немедленно сообщать диспетчеру РУП «ОДУ» (ЦДС, ОДС), в чьем ведении находится данная контрольная точка, обо всех отклонениях от графика - напряжения или выработки (потребления) реактивной мощности.

8.13 В случае существенных изменений режима работы энергосистемы диспетчер РУП «ОДУ» (ЦДС, ОДС) должен принять все меры, чтобы обеспечивать возможность поддержания уровня напряжения на шинах электростанций и подстанций в пределах допустимых отклонений.

8.14 Регулирование напряжения осуществляется путем:

- а) регулирования реактивной нагрузки генераторов, синхронных компенсаторов и управляемых шунтирующих реакторов;
- б) изменения под нагрузкой коэффициента трансформации трансформаторов, автотрансформаторов и вольтодобавочных трансформаторов всех видов;
- в) перевода в часы минимальных нагрузок части генераторов и синхронных компенсаторов в режим недовозбуждения;
- г) изменения количества включенных неуправляемых шунтирующих реакторов;
- д) изменения количества включенных статических конденсаторов, находящихся на балансе ОЭС Беларуси;
- е) отключения в резерв линий 330 кВ.

8.15 Регулируя напряжение в энергосистеме, диспетчер должен контролировать соответствие фактических уровней напряжения во всех оптимизируемых точках энергосистемы, находящихся в его ведении, графику напряжения. Если указанное условие почему-либо неосуществимо (например, в послеаварийном режиме), следует добиваться меньшего количества точек с отклонением напряжения от графика, разрешая в некоторых точках повышение (понижение) напряжения выше (ниже) графика, но, не допуская в других точках отклонения против установленных графиком предельных напряжений.

8.16 При планировании и ведении режимов необходимо контролировать достаточность состава работающего оборудования (количество ТГ) для обеспечения выполнения заданного графика напряжения или реактивной мощности. Особенно это касается режимов после выходных дней, ночных режимов с остановом в резерв оборудования, когда суточный график по активной нагрузке обеспечивается меньшим количеством ТГ. В этих режимах приоритет наличия в работе должен отдаваться ТГ с большим диапазоном потребления реактивной мощности при одинаковой установленной мощности и экономичности ТГ.

8.17 При снижении напряжения в одной или нескольких точках ниже допустимого отклонения от заданного графика диспетчер, за которым закреплен контроль за этой точкой (точками), обязан:

- а) проверить правильность установленного положения регулирующих устройств трансформаторов (автотрансформаторов);
- б) проверить полноту использования реактивной мощности генераторов, синхронных компенсаторов, в первую очередь, близлежащих к месту потребления реактивной мощности электростанций и подстанций, используя все имеющиеся резервы и возможности по нормальным нагрузкам генераторов в

зависимости от температуры охлаждающей среды, давления водорода, напряжения;

в) на генераторах, имеющих запас по току ротора и работающих в части характеристики, где располагаемую реактивную мощность лимитирует ток статора, понизить активную нагрузку, если это возможно по режиму, и увеличить загрузку их реактивной мощностью;

г) снизить до нуля потребление реактивной мощности на управляемых ШР;

д) отключить неуправляемые ШР;

е) включить БСК и СК, находящиеся в резерве;

ж) в случае необходимости диспетчер РУП «ОДУ» обязан обратиться к диспетчеру смежной энергосистемы с запросом о повышении напряжения в сети 330 - 750 кВ.

Примечание: операции по п.п. в-е производятся по разрешению ДД РУП «ОДУ».

8.18 Во время переключений в основной сети энергосистемы (отключение ВЛ, влияющих на баланс реактивной мощности в основной сети), уровни напряжения в контрольных точках в соответствии с перечнем по п. 8.4 корректирует диспетчер РУП «ОДУ», ЦДС.

8.19 Наибольшее напряжение сети не должно превышать наибольшего рабочего напряжения оборудования, допустимого для соответствующего класса изоляции в соответствии с ГОСТ 1516.3-96 Межгосударственный стандарт. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции, а именно:

для класса 750 кВ – 787 кВ;	для класса 35 кВ – 40,5 кВ;
для класса 330 кВ – 363 кВ;	для класса 10 кВ – 11,5 кВ;
для класса 220 кВ – 252 кВ;	для класса 6 кВ – 6,9 кВ;
для класса 110 кВ – 126 кВ;	для класса 3 кВ – 3,5 кВ.

8.20 Для контролируемых диспетчером энергосистемы электростанций и подстанций с СК и РЩ должны быть установлены минимально допустимые уровни напряжения, определяемые условиями статической устойчивости энергосистемы и узлов нагрузки. Таблица минимально допустимых уровней напряжения должна выдаваться диспетчеру РУП «ОДУ» (ЦДС, ОДС) не реже одного раза в три года, а также, в случае необходимости, при изменении схемы электрических соединений энергосистемы.

8.21 В сетях 110 – 750 кВ при оперативных переключениях и в аварийных режимах повышение напряжения промышленной частоты (50 Гц) на оборудовании должно быть не выше указанных в табл.5.3 ПТЭ.

8.22 Для предотвращения повышения напряжения сверх допустимых значений при оперативном включении/отключении ВЛ 330-750 кВ в типовых программах оперативных переключений у дежурного диспетчера, управляющего данной ВЛ, должен быть указан порядок операций по включению/отключению каждой линии электропередачи 330-750кВ.

8.23 Величина длительного превышения номинального напряжения на зажимах любой из обмоток трансформаторов и автотрансформаторов не должна превышать величин установленных в ПТЭ.

8.24 При регулировании напряжения токи статоров и роторов генераторов не должны превышать установленных для них пределов. Предельное значение эксплуатационных токов статора и ротора генераторов должны устанавливаться по заводским данным или определяться по результатам испытаний на нагрев.

В тех случаях, когда требуется понизить напряжение, допускается полная разгрузка генераторов по реактивной мощности при наличии у них автоматических регуляторов возбуждения и до 25% от номинальной реактивной мощности при отключенном АРВ.

8.25 Генераторы, на которых разрешена работа в режиме потребления реактивной мощности, при необходимости в случае повышения напряжения в энергосистеме переводятся в режим недовозбуждения согласно инструкции, разработанной на электростанции.

8.26 При подъеме напряжения в контрольных точках выше длительно допустимых величин диспетчер, в чьем ведении находятся эти контрольные точки, немедленно принимает меры по снижению напряжения всеми находящимися в его распоряжении способами (разгрузка генераторов и СК по реактивной мощности, увеличение потребления реактивной мощности СК и ШР, отключение БСК, перевод в режим недовозбуждения генераторов и т.п.), одновременно ставя об этом в известность вышестоящего диспетчера. Диспетчер РУП «ОДУ», после получения сообщения о недопустимом повышении напряжения в других энергосистемах ОЭС Беларуси, принимает все необходимые меры по ОЭС, чтобы нормализовать режим напряжения.

8.27 При предотвращении и ликвидации недопустимых отклонений напряжения в контрольных точках, оперативный персонал должен действовать в соответствии с СТП 09110.01.211-08 Инструкция по ликвидации аварийных режимов в ОЭС Беларуси.

8.28 Регулируя напряжение, оперативный персонал ОЭС Беларуси обязан широко использовать регулировку под нагрузкой на трансформаторах и автотрансформаторах (РПН, линейные регуляторы, вольтодобавочные трансформаторы в нуле).

Персонал электростанций и подстанций производит переключение ответвлений самостоятельно с последующим уведомлением диспетчера, а также по распоряжению диспетчера, в ведении которого находится данная контрольная точка.

Начальники электроцехов электростанций, главные инженеры электросетевых предприятий обязаны обеспечить учет работы переключающих устройств, а режимные подразделения РУП-облэнерго и филиалов электросетей РУП-облэнерго должны производить анализ графиков напряжения с учетом обеспечения оптимального числа переключений (автоматического или вручную) устройств РПН трансформаторов.

8.29 Переключение ответвлений трансформаторов и автотрансформаторов, не имеющих регулировки под нагрузкой, производится с разрешения или по распоряжению диспетчера, за которым закреплена контрольная точка на данном объекте.

8.30 При изменении положения ответвлений трансформаторов, не имеющих РПН, делаются записи в оперативном журнале объекта и книге учета о положениях ответвлений соответственно НСС электростанции и дежурным подстанции.

Для снижения потерь электроэнергии в сетях 35-220 кВ необходимо поддерживать уровень напряжения, максимально возможный по условиям эксплуатации оборудования, а на ВЛ 330-750 кВ – оптимальное значение с учетом роста потерь на корону с повышением уровней напряжения, особенно при погодных условиях, увеличивающих потери активной мощности на корону ВЛ (в соответствии с Инструкцией по расчету и обоснованию нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям, утвержденная постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 16.12.2013 №48 – при сухом снеге, дожде и изморози). Поэтому вне зависимости от баланса реактивной мощности ответвления на всех повышающих трансформаторах электростанций со стороны высшего и среднего напряжения, а на понизительных подстанциях со стороны среднего напряжения, как правило, следует устанавливать в положение, соответствующее максимальной выдаче реактивной мощности в энергосистему. Ограничениями могут являться:

а) наличие в сети понижающих трансформаторов с коэффициентом трансформации недостаточной величины, вследствие чего в этих точках сети будет недопустимо высокий (низкий) уровень напряжения;

б) невозможность повысить напряжение до номинального или даже до 0,95 от номинального значения на шинах генераторного напряжения отдельных электростанций или на зажимах отдельных генераторов без их перегрузки.

8.31 Переключая ответвления трансформаторов (автотрансформаторов), следует иметь в виду, что на электростанциях ответвления трансформаторов (автотрансформаторов), как правило, устанавливаются в такое положение, в котором обеспечиваются утвержденный типовой график напряжения и нагрузки по реактивной мощности и возможность, при необходимости, максимальной выдачи реактивной мощности в энергосистему, причем:

а) если электростанция имеет резерв реактивной мощности и увеличение ее выдачи в энергосистему ограничено предельным значением напряжения статора, то повышение коэффициента трансформации блочных трансформаторов (автотрансформаторов) позволит увеличить выдачу реактивной мощности в энергосистему;

б) при низком напряжении сети и большом коэффициенте трансформации на районных электростанциях выдача реактивной мощности может быть ограничена предельным током статора. Уменьшение коэффициента трансформации в этом случае приведет к повышению напряжения генератора,

что при том же использовании статоров по току приведет к увеличению выдачи реактивной мощности в сеть;

в) при отсутствии резерва по току ротора на генераторах электростанции путем переключения ответвлений на трансформаторах связи этой электростанции с энергосистемой практически нельзя добиться увеличения выдачи реактивной мощности от электростанции в энергосистему.

Установка ответвлений на понижающих трансформаторах производится с таким расчетом, чтобы при поддержании максимально возможного, по условиям эксплуатации оборудования, уровня напряжения в сети высокого напряжения на стороне среднего и низкого напряжения последнее не выходило бы из зоны допустимых отклонений от заданного графика, а величина напряжения, подводимого к обмотке высокого напряжения, не превышала бы установленных в ПТЭ величин.

При отсутствии резерва и, особенно, при дефиците реактивной мощности, коэффициенты трансформации нужно выбрать так, чтобы на электростанциях была возможность поддерживать напряжение в пределах 0,95 - 1,0 номинального напряжения или выше с тем, чтобы реактивная мощность генераторов не была бы ограничена вследствие пониженного напряжения. При этом может оказаться, что у ряда потребителей уровень напряжения будет снижен до -5% от номинального напряжения.

8.32 Устройства автоматического регулирования (АРВ, компаундирование генераторов, ограничители развозбуждения генераторов, групповое регулирование напряжения шин электростанций, АРН трансформаторов) должны быть постоянно включены в работу. Ответственность за их исправное состояние, правильную и надежную работу несут начальники электроцехов электростанций и главные инженеры сетевых предприятий и электростанций. Отключение устройств АРВ генераторов, группового регулирования напряжения шин электростанций и АРН трансформаторов производится путем оформления заявки диспетчеру, в ведении которого находится данное оборудование.

8.33 Экономичное распределение генерируемой на электростанциях и подстанциях реактивной мощности по линиям электропередачи в ОЭС Беларуси производится по минимуму потерь активной мощности в сети при условии обеспечения необходимого качества напряжения.

Оптимизация режимов работы основной сети ОЭС Беларуси производится РУП «ОДУ», а в остальной сети соответственно – РУП-облэнерго и филиалами электрических сетей РУП-облэнерго (с применением ПЭВМ и соответствующих программ).

8.34 Для практического решения задачи по обеспечению минимума потерь активной мощности при регулировании потоков реактивных мощностей и напряжения следует помнить, что реактивная мощность, как правило, должна вырабатываться в точках, лежащих как можно ближе к месту потребления, что существенно разгружает от перетоков реактивной мощности линии

электропередачи, трансформаторы и уменьшает потери в сетях. Для этого необходимо:

8.34.1. чтобы реактивная мощность всех генераторов и синхронных компенсаторов, выдающих свою мощность непосредственно в сеть 6,10 и 35 кВ, в дневные и вечерние часы (и по возможности в ночные) использовалась полностью с контролем нулевого перетока реактивной мощности через трансформаторы связи с энергосистемой, если при этом выдерживаются заданные графики напряжения;

8.34.2. разгрузку энергосистемы по реактивной мощности в часы минимальных нагрузок производить в следующей очередности:

- а) загрузить управляемые шунтирующие реакторы;
- б) разгрузить генераторы, работающие на сеть 330 кВ;
- в) разгрузить генераторы, работающие на сеть 220 кВ;
- г) разгрузить генераторы электростанций, работающих на сеть 110 кВ;
- д) разгрузить генераторы и синхронные компенсаторы, работающие на местную нагрузку 35, 10 и 6 кВ.

8.34.3. Подъем реактивной мощности в энергосистеме следует производить в обратной последовательности по отношению к п.8.34.2.

8.35 Передача реактивной мощности по линиям электропередачи приводит к ухудшению технико-экономических показателей работы сети, и поэтому оперативные руководители и персонал энергосистемы обязан внимательно следить за режимом работы сети и выполнением требований настоящей Инструкции. Персонал должен помнить, что при увеличении реактивной нагрузки на ВЛ увеличение потерь активной и реактивной мощности будет происходить обратно пропорционально квадрату коэффициента мощности нагрузки ВЛ.

Если при $\cos\varphi = 1$ принять потери активной мощности за 100%, то при $\cos\varphi = 0,95$ они увеличиваются примерно на 11%, при $\cos\varphi = 0,9$ – на 24%, а при $\cos\varphi = 0,8$ – на 56%. Увеличение потерь приводит к повышению расхода топлива, т.е. к дополнительным материальным затратам.

Кроме того, увеличение передаваемой реактивной мощности связано с увеличением потерь напряжения и затруднением в обеспечении качества поддержания напряжения.

8.36 Характерной особенностью режимов работы основной сети ОЭС Беларуси при регулировании напряжения и потоков реактивной мощности является большая протяженность ВЛ 750÷330 кВ и, соответственно, большая зарядная мощность и их небольшая загрузка в часы минимальных нагрузок и выходные дни, что создает трудности с компенсацией избыточной реактивной мощности и регулированием напряжения.

8.37 В связи с тем, что в часы минимальных нагрузок и особенно летом в выходные дни возникают большие трудности с обеспечением необходимых уровней напряжения и компенсацией избытков реактивной мощности, диспетчер РУП «ОДУ»/ЦДС РУП-облэнерго и соответствующий оперативный персонал должен обеспечить своевременный переход объектов на график напряжения

выходного дня или ночного минимума, поскольку задержка приведет к затруднению, а иногда и невозможности понизить уровни напряжения, если генераторы крупных электростанций к этому моменту будут полностью использованы по режиму потребления реактивной мощности (следует помнить, что при повышении уровней напряжения в основной сети на 1% зарядная мощность ВЛ возрастает на 2%).

8.38 Для компенсации избыточной реактивной мощности, генерируемой линиями электропередачи, во избежание недопустимого повышения уровней напряжения в ряде точек основной сети энергосистемы, ряд генераторов и СК должны переводиться в режим потребления реактивной мощности из сети (режим недовозбуждения).

8.39 Во избежание недопустимого перевозбуждения понижающих автотрансформаторов со встроенным регулятором напряжения в нейтрали или с вольтодобавочным трансформатором в нейтрали длительное перевозбуждение магнитопровода не должно превышать значений в соответствии с СТП 34.46.501 (РД 34.46.501) Инструкция по эксплуатации трансформаторов.

При регулировании напряжения дежурный персонал подстанций обязан контролировать перевозбуждение на понижающих АТ с регулированием напряжения в нейтрали и в случае появления перевозбуждения АТ свыше длительно допустимого необходимо доложить об этом диспетчеру РУП «ОДУ» (РУП-энерго) и принять меры к снижению перевозбуждения снятием реактивной нагрузки с АТ с предварительным сообщением об этом соответствующему диспетчеру.

Обо всех случаях перевозбуждения АТ персонал диспетчерских служб РУП-облэнерго обязан сообщать в РУП «ОДУ».

9. Режим недовозбуждения генераторов и синхронных компенсаторов в ОЭС Беларуси

9.1В связи с наличием в ОЭС Беларуси протяженных линий электропередачи 330 – 750 кВ, имеющих большую зарядную мощность, в отдельных узлах энергосистемы, с которыми связаны эти линии, возникают значительные избытки реактивной мощности в часы минимальных нагрузок (ночное время, выходные и праздничные дни), когда реактивная мощность, генерируемая линиями электропередачи, превышает индуктивную нагрузку потребителей и потери реактивной мощности в сети.

Разгрузкой генераторов, синхронных компенсаторов, увеличением потребления реактивной мощности шунтирующих реакторов этих и соседних с ними узлов по реактивной мощности (до величин, обусловленных местными условиями - уровнями напряжения на шинах генераторного или среднего напряжения, напряжением шин собственных нужд, допустимой нагрузкой элементов РУ и др.) добиться баланса реактивных мощностей в вышеуказанных узлах не всегда удастся. Поэтому, чтобы снизить напряжение до необходимых уровней, часть генераторов электростанций, работающих в узлах с избытками

реактивной мощности и повышенными уровнями напряжения, переводятся в режим потребления реактивной мощности из сети – в режим недовозбуждения.

Использование режима недовозбуждения вносит некоторые особенности в эксплуатацию генераторов и режим энергосистемы.

9.2 Особенности теплового режима генератора.

9.2.1. Допустимые нагрузки при работе синхронных генераторов или синхронных компенсаторов в режиме недовозбуждения определяются в первую очередь нагревом крайних пакетов активной стали или конструктивных элементов генераторов, вызванным значительным возрастанием результирующих магнитных полей в зонах лобовых частей обмотки статора. Последнее приобретает особое значение для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток.

9.2.2. Допустимые нагрузки генераторов при работе с различными значениями коэффициента мощности в режиме недовозбуждения из условий нагрева элементов торцевых зон статора должны определяться по диаграмме располагаемой реактивной мощности генератора из паспорта ТГ, а при его отсутствии на основании специальных тепловых испытаний.

9.3 Устойчивость параллельной работы.

9.3.1. Работа генератора в режиме недовозбуждения связана, кроме нагрева крайних пакетов активной стали, с ухудшением устойчивости параллельной работы. Нагрузка генератора в этом режиме не должна превышать допустимой по условиям обеспечения устойчивости.

9.3.2. Оценка допустимых нагрузок генераторов в режиме недовозбуждения по условиям сохранения устойчивости машин и электропередачи должна производиться применительно к конкретным условиям работы генераторов в энергосистеме общими методами анализа устойчивости энергосистем с учетом рекомендаций СО 09110.20.560-05 Руководящие указания по устойчивости энергосистем. При этом, в зависимости от роли генераторов и электропередачи в энергосистеме и последствий возможного нарушения устойчивости, допустимо снижение запасов статической устойчивости до 10%.

9.3.3. Автоматическое регулирование возбуждения расширяет область устойчивой работы и повышает надежность эксплуатации. Поэтому перевод генераторов в режим недовозбуждения должен осуществляться при включенных в работу устройствах АРВ, за исключением генераторов с системами простого компаундирования, на которых при включенном компаундировании не удастся обеспечить снижение возбуждения до нужных значений реактивной нагрузки даже при полностью введенном шунтовом реостате и минимальном токе корректора.

На таких генераторах устройство компаундирования необходимо отключить, оставляя в работе лишь корректор и релейную форсировку напряжения.

9.3.4. Для генераторов ОЭС Беларуси ограничения по устойчивости менее жесткие, чем ограничения по тепловому режиму. Поэтому в условиях эксплуатации, при необходимости, для поддержания нужных уровней

напряжения, по условиям устойчивости может полностью использоваться весь диапазон допустимых нагрузок по нагреву.

9.3.5. Число генераторов на электростанции, одновременно работающих в режиме недовозбуждения, определяется НСС электростанции, исходя из необходимого объема потребления реактивной мощности для выдерживания заданного графика по напряжению, загрузки генераторов электростанции по активной мощности или по указанию диспетчера РУП «ОДУ».

Следует иметь в виду, что с точки зрения устойчивости, надежнее иметь меньшее число машин, работающих одновременно в режиме недовозбуждения. Поэтому лучше держать в режиме потребления один ТГ со 100% потреблением, чем два по 50%. Для предупреждения нарушения устойчивости при случайных повышениях напряжения в сети, автоматического ограничения величины потребляемой реактивной мощности в зависимости от активной нагрузки и облегчения труда оперативного персонала необходимо, чтобы АРВ генераторов, предназначенных для использования в режиме недовозбуждения, имели устройства ограничения минимального тока возбуждения – ограничители развозбуждения. Наличие ограничителя повышает надежность и устойчивость работы генератора, позволяет полностью использовать регулировочный диапазон его. При этом отпадает необходимость постоянного контроля за величиной потребляемой реактивной мощности, поскольку ограничитель не позволяет выйти за допустимые пределы по нагреву и по устойчивости.

9.4 Надежность питания собственных нужд.

9.4.1. Потребление генератором реактивной мощности приводит к понижению напряжения на выводах статора блочных генераторов, секциях собственных нужд блоков и на шинах генераторного напряжения генераторов, работающих на сборные шины.

9.4.2. Для поддержания заданного графика напряжения на шинах генераторного напряжения и необходимых уровней напряжения на секциях собственных нужд необходимо использовать устройства регулирования напряжения под нагрузкой на трансформаторах связи и трансформаторах собственных нужд.

9.4.3. На всех электростанциях, где используется режим недовозбуждения, должны быть разработаны и внесены в местные инструкции указания по режиму работы и схеме собственных нужд генераторов, работающих в режиме недовозбуждения, обеспечивающие надежное питание собственных нужд всей электростанции в соответствии с требованиями ПТЭ и настоящей Инструкции.

9.5 Автоматическое регулирование возбуждения в режиме недовозбуждения.

9.5.1. Автоматическое регулирование возбуждения в режиме недовозбуждения имеет особое значение. Если в обычных условиях неточная настройка АРВ приводит к ухудшению качества регулирования напряжения, то в режиме недовозбуждения это может привести к нарушению устойчивости параллельной работы. Поэтому электромагнитный корректор напряжения должен быть хорошо налажен и работать в линейной зоне своей характеристики.

Если ток корректора выходит за пределы рабочей зоны в сторону минимума или максимума, то изменением положения шунтового реостата нужно вернуть ток выхода корректора в линейную зону.

9.5.2. Для повышения устойчивости релейная форсировка при работе в режиме недовозбуждения обязательно должна быть включена.

На блоках генератор-трансформатор одно реле форсировки обычно должно быть включено на шины генераторного напряжения, второе – на шины высшего напряжения. Так как напряжение на выводах генератора в ряде случаев понижается до уставки срабатывания форсировки, то одно реле минимального напряжения срабатывает и загорается табло "обрыв цепей трансформатора напряжения", второе реле минимального напряжения, включенное на шины высшего напряжения, при этом не работает.

Включение обоих реле на генераторное напряжение нежелательно, так как в режиме недовозбуждения генератора может срабатывать форсировка.

9.5.3. Компаундирование в режиме недовозбуждения из-за изменения направления реактивной мощности работает ненормально. Так, если напряжение на шинах растет, то по условиям поддержания напряжения нужно увеличить потребление реактивной мощности. Между тем при росте потребляемой генератором реактивной мощности ток компаундирования увеличивается, что приводит к дальнейшему увеличению напряжения на шинах.

По этой причине компаундирование при работе в режиме недовозбуждения должно отключаться.

9.6 Ограничитель развозбуждения.

9.6.1. Все генераторы на электростанциях ОЭС Беларуси, предназначенные для использования в режиме недовозбуждения, оснащены ограничителями развозбуждения. Ограничитель развозбуждения ограничивает максимальную величину потребляемой реактивной мощности в соответствии с допустимой, исходя из нагрева и устойчивости.

9.6.2. Необходимость действия ограничителя возникает, например, при увеличении активной мощности генератора, при повышении напряжения во внешней сети, при случайном уменьшении уставки регулятора возбуждения и др.

9.6.3. Чем больше активная нагрузка генератора, тем меньше предельное значение потребляемой реактивной мощности. При достижении границы вступает в действие ограничитель и уменьшает потребление реактивной мощности.

9.6.4. Если напряжение во внешней сети растет, то регулятор возбуждения уменьшает уровень возбуждения. Но при достижении границы вступает в действие ограничитель развозбуждения и препятствует дальнейшему увеличению потребления реактивной мощности.

9.6.5. Ограничители развозбуждения должны быть постоянно включены в работу.

9.7 Указания оперативному персоналу.

9.7.1. Перевод в режим недовозбуждения турбогенераторов и синхронных компенсаторов, а также число одновременно работающих в режиме потребления турбогенераторов определяет и осуществляет НСС или дежурный подстанции, исходя из необходимых объемов потребления реактивной мощности для выдерживания заданных графиков по напряжению.

9.7.2. Перевод в режим потребления может быть осуществлен по команде диспетчера энергосистемы, исходя из ситуации в ОЭС Беларуси.

9.7.3. Из нескольких генераторов электростанции в режим потребления переводится генератор, работающий с меньшей активной нагрузкой. Генераторы с активной нагрузкой выше номинальной в режим недовозбуждения переводить не следует.

9.7.4. После перевода ТГ в режим недовозбуждения следует контролировать напряжения секций собственных нужд, шин генераторного напряжения и режим работы самого ТГ.

9.7.5. Запрещается переводить в режим недовозбуждения генераторы не имеющие ограничителей развозбуждения, а также генераторы с неисправными ограничителями развозбуждения.

9.8 Действия персонала при переводе генератора в режим недовозбуждения должны быть изложены в местной инструкции исходя из следующих основных положений:

9.8.1. На электростанциях, имеющих систему группового регулирования напряжения, все генераторы должны быть подключены к схеме группового регулирования и при необходимости автоматически для выдерживания заданного графика напряжения на шинах 330 (220) кВ переводиться в режим недовозбуждения.

При достижении величины предельно-допустимого потребления реактивной мощности при данной активной нагрузке персонал (или автоматика) должен отключить генератор или все генераторы от системы группового регулирования, если они все достигли своего предела по потреблению реактивной мощности.

9.8.2. На всех генераторах с электромашинными возбудителями постоянного тока, имеющих автоматические регуляторы напряжения с устройствами компаундирования при переводе ТГ в режим недовозбуждения компаундирование должно отключаться.

9.8.3. Воздействуя на уставку корректора, перевести генератор в режим недовозбуждения.

9.8.4. Вводя шунтовый реостат возбуждения установить ток корректора в пределах линейной зоны его характеристики.

9.8.5. Одновременно с увеличением величины потребляемой реактивной мощности регулировать напряжение на шинах генераторного напряжения, собственных нужд, шинах среднего напряжения.

9.8.6. Перевод генераторов, имеющих устройства компаундирования, в нормальный режим осуществляется в обратной последовательности.

10. Схемы электрических соединений ОЭС Беларуси, энергосистем, электрических сетей, электростанций и подстанций

10.1 Схемы электрических соединений ОЭС Беларуси, энергосистем РУП-облэнерго, электрических сетей, электростанций и подстанций, настройка средств релейной защиты и автоматики для нормального и ремонтных режимов должны обеспечивать:

- а) надежное электроснабжение потребителей;
- б) устойчивую работу ОЭС Беларуси в целом, а также ее отдельных энергосистем, энергоузлов и электростанций;
- в) соответствие токов короткого замыкания значениям, допустимым для оборудования;
- г) экономичное распределение потоков активной и реактивной мощности;
- д) соответствие качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, требованиям действующих ТНПА, НПА;
- е) локализацию аварий с минимальными потерями генерирующей мощности и минимальными отключениями потребителей.

10.2 Нормальные схемы электрических соединений ОЭС Беларуси и энергосистем РУП-облэнерго ежегодно разрабатываются соответственно РУП «ОДУ» и РУП-облэнерго на основании расчетов потокораспределения, токов короткого замыкания, устойчивости, оптимизации, оценки надежности и живучести, требований п.10.1. настоящего стандарта в соответствии с СТП 09110.20.524-12 Инструкция по разработке нормальных схем основной сети РУП-облэнерго, схем электрической сети 35-750 кВ РУП-облэнерго и нормальных схем электрических соединений энергообъектов и утверждаются соответственно главным инженером – главным диспетчером РУП «ОДУ» и главным инженером РУП-облэнерго.

10.3 Нормальная и ремонтные схемы электростанций и подстанций разрабатываются соответственно электроцехом на электростанциях и соответствующими производственными службами электросетевых филиалов РУП-облэнерго с учетом требований настоящего стандарта, а также СТП 09110.20.524-12 Инструкция по разработке нормальных схем основной сети РУП-облэнерго, схем электрической сети 35-750 кВ РУП-облэнерго и нормальных схем электрических соединений энергообъектов.

10.4 Нормальная и ремонтные схемы соединений электрической сети, электростанций и подстанций должны систематически пересматриваться и корректироваться в соответствии с ПТЭ и СТП 09110.20.524-12 Инструкция по разработке нормальных схем основной сети РУП-облэнерго, схем электрической сети 35-750 кВ РУП-облэнерго и нормальных схем электрических соединений энергообъектов.

10.5 Оперативные руководители энергосистемы, НСС, дежурные подстанций несут личную ответственность за соответствие фактической схемы коммутации, утвержденной для объектов, находящихся в их оперативном

ведении, или оперативном управлении, если отклонение от утвержденной схемы не оформлено заявкой.

Особое внимание оперативный персонал обязан уделять вопросу соответствия настройки релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики данной схеме и режиму работы сети (объекта).

10.6 Разработка и выбор оперативных схем собственных нужд электростанций и подстанций для нормального и ремонтных режимов производится соответственно электроцехом электростанции и соответствующими службами электросетевых филиалов РУП-облэнерго. Эти схемы должны соответствовать требованиям ПТЭ.

10.7 При выводе в ремонт электрооборудования и отсутствии разработанной для этого режима схемы коммутации начальник электроцеха электростанции или начальник подстанции (начальник службы (группы) подстанции) перед подачей заявки должен выдать дежурному персоналу проработанную и подписанную главным инженером электростанции, филиала электрических сетей, РУП-облэнерго схему коммутации для этого режима. Схема должна быть предварительно согласована в зависимости от подведомственности закрепления оборудования соответственно с РУП «ОДУ», РУП-облэнерго или филиалом электрических сетей РУП-облэнерго.

10.8 При необходимости изменения схемы или режима работы какой-либо части энергосистемы или ее объекта, а также при изменениях в схеме вследствие аварийных отключений линий электропередачи, оборудования, систем шин и т.д., дежурные диспетчеры РУП «ОДУ», ЦДС, ОДС, в чьем ведении находится данный узел (объект) энергосистемы, обязаны по фактически сложившемуся положению проверить режим этой части энергосистемы (объекта) по следующим факторам:

- а) соответствия релейной защиты и автоматики этому режиму;
- б) токовой нагрузки отдельных линий 330-110 кВ путем сопоставления нагрузки в нормальном режиме и ожидаемой нагрузки в новом или послеаварийном режиме;
- в) обеспечению статической и динамической устойчивости;
- г) режиму напряжения;
- д) ограничению токов короткого замыкания;
- е) режиму заземления нейтралей.

10.9 Если ремонтная схема заранее разработана РУП «ОДУ» (РУП-облэнерго или филиалов электрических сетей) утверждена главным инженером электростанции, электросетей и согласованна соответственно главным инженером – главным диспетчером РУП «ОДУ», главным инженером РУП-облэнерго, диспетчер обязан в порядке дополнительного контроля проверить эту схему на фактический режим.

11. Обеспечение устойчивости

11.1 Обеспечение устойчивости энергосистем (и прежде всего – статической) представляет одну из наиболее важных и сложных задач, решаемых в эксплуатации режимными подразделениями различного уровня (РУП «ОДУ», РУП-облэнерго, РЭС).

11.2 Обеспечение статической устойчивости

11.2.1. Для решения этой задачи режимным подразделениям различного уровня (РУП «ОДУ», РУП-облэнерго, РЭС) необходимо:

- а) проводить анализ статической устойчивости энергосистемы;
- б) планировать режим работы энергосистемы, допустимый по условию статической устойчивости;
- в) задавать ограничения по режиму, обеспечивающие работу энергосистемы с требуемым запасом статической устойчивости в соответствии с СО 09110.20.560-05 Руководящие указания по устойчивости энергосистем;
- г) разрабатывать мероприятия по повышению статической устойчивости в нормальных и послеаварийных режимах (включая мероприятия режимного характера и средства противоаварийной автоматики).

11.2.2. Анализ статической устойчивости должен выполняться на основании опыта эксплуатации (анализ уровней напряжения, потоков активной и реактивной мощности; изучение осциллограмм, полученных при различных возмущениях и другое) и расчетным путем в соответствии с СО 09110.20.560-05 Руководящие указания по устойчивости энергосистем.

11.2.3. Основными мероприятиями, обеспечивающими статическую устойчивость энергосистемы и ее отдельных узлов нагрузки, являются:

- а) применение автоматических регуляторов возбуждения и ограничителей развозбуждения синхронных машин;
- б) ограничение снижения напряжения в контрольных точках и основных узлах энергосистемы;
- в) применение автоматической разгрузки по частоте и разгрузки по напряжению;
- г) обеспечение достаточных резервов активной и реактивной мощности;
- д) ограничение углов сдвигов роторов генераторов.

11.2.4. Автоматические регуляторы возбуждения являются наиболее эффективным средством повышения статической устойчивости.

11.2.5. Автоматические регуляторы возбуждения, устройства форсировки возбуждения и ограничители развозбуждения на генераторах, где они установлены, должны быть постоянно включены в работу и, как правило, не должны отключаться при остановке и пуске генераторов и синхронных компенсаторов.

11.2.6. Устойчивость генераторов, работающих в режиме недовозбуждения обеспечивается ограничителями развозбуждения, поэтому запрещается переводить в режим недовозбуждения генераторы, на которых ограничитель развозбуждения не может быть введен в работу.

11.2.7. Для обеспечения необходимого запаса статической устойчивости нормального и послеаварийного режимов сильно загруженных транзитов диспетчер не должен превышать нагрузку этих транзитов выше установленных расчетами пределов. Особое внимание в этих случаях диспетчер должен обращать на поддержание заданных уровней напряжения на передающем и приемном концах транзитов, так как снижение напряжения уменьшает предел передачи и может привести к нарушению устойчивости.

11.2.8. Величина критического напряжения определяется свойствами нагрузки, главным образом нагрузкой двигателей и протяженностью линий электропередачи, входящих в узел нагрузки. Критическое напряжение на шинах потребителей, как правило, составляет 70% номинального. Таким образом, с учетом необходимого запаса (не менее 10%), напряжения на границе раздела сетей энергосистемы и потребителей в ОЭС Беларуси в аварийных режимах должны быть не менее 75-80% номинального.

В отдельных узлах энергосистемы (узлы с сильно загруженными асинхронными двигателями и большим количеством шунтовых конденсаторных батарей) критическое напряжение лежит в зоне 0,85-0,9 номинального напряжения. Для таких узлов должны проводиться специальные испытания по снятию статических характеристик и определению условий возникновения лавины напряжения.

11.2.9. Основной противоаварийной автоматикой для обеспечения устойчивости узлов нагрузки при возникновении аварийных ситуаций с дефицитом реактивной мощности в узлах является САОН и ДАРН, которые за счет отключения менее ответственных потребителей при снижении напряжения до 0,8 номинального, предотвращают частичное или полное нарушение энергоснабжения узла.

11.2.10. При восстановлении напряжения на шинах объекта, до 90% устройства ДАРН, производят автоматическое повторное включение потребителей с разной выдержкой времени. Если при включении части потребителей напряжение окажется ниже 90% от номинального напряжения, включение следующих потребителей из числа ранее отключенных прекращается.

11.2.11. При дефиците активной мощности и снижении частоты величина напряжения в контрольных точках, а также величина критического напряжения на границе раздела сетей энергосистемы и потребителя может быть уменьшена пропорционально частоте. Это объясняется тем, что снижение частоты для двигателей и трансформаторов эквивалентно повышению напряжения. Поэтому при снижении напряжения одновременно и пропорционально с частотой статическая устойчивость не уменьшается.

11.2.12. При приближении уровней напряжения в контрольных точках к критическим дежурный персонал должен действовать в соответствии с СТП 09110.01.211-08 Инструкция по ликвидации аварийных режимов в ОЭС Беларуси.

Таблица 3

Частота, Гц	Критическое напряжение Укр, кВ	Напряжение контролируемых точек Уконтр.точек, кВ
50	80% номинального напряжения $U_{ном}$	100% $U_{ном}$
49	79%	98%
48	78%	96%
47	77%	94%
46	76%	92%
45 и ниже	75%	90%

11.2.13. Оперативный персонал электростанций должен помнить, что увеличение активной мощности при неизменном токе возбуждения приводит к снижению реактивной мощности генератора за счет увеличения размагничивающего действия реакции статора. Поэтому во избежание резкого снижения реактивной мощности и возможного выпадения генераторов из синхронизма необходимо подъем активной мощности на генераторах, работающих без АРВ или на резервном возбуждении, производить с одновременным подъемом возбуждения шунтовым реостатом.

11.2.14. Порядок и необходимые действия при отключении АРВ в зависимости от типа устройства АРВ и причин отключения выполняется согласно инструкции по эксплуатации соответствующих типов АРВ.

11.2.15. Выход из синхронизма одного из генераторов может произойти как при наличии возбуждения вследствие неправильных операций с АРВ или затяжного короткого замыкания, так и при полной потере возбуждения.

При выходе генератора из синхронизма с наличием возбуждения, персонал должен поднять полное возбуждение и, если качания мощности и токов не будут затухающими, путем снижения активной мощности обеспечить ресинхронизацию генератора.

В ОЭС Беларуси запрещена работа генераторов, потерявших возбуждение – такой генератор должен быть отключен защитой по потере возбуждения, а если ее нет или она отказала в работе, то, персоналом вручную. Порядок действия дежурного персонала при потере возбуждения генератора определяется местной инструкцией.

В случае необходимости работа турбогенераторов в асинхронном режиме при потере возбуждения может быть разрешена в соответствии с СТП 09110.45.501-06 Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях.

11.3 Обеспечение динамической устойчивости.

11.3.1. Динамическая устойчивость энергосистемы обеспечивается противоаварийной автоматикой (АРС, САОН, отключение нагрузки и блоков с передачей команды на отключение по в/ч каналам, разного вида делительные

защиты от асинхронного хода и др.), а также путем проведения режимных и эксплуатационных мероприятий.

11.3.2. К режимным мероприятиям по повышению динамической устойчивости относятся:

а) увеличение реактивной нагрузки генераторов удаленных электростанций, что уменьшает начальный угол сдвига роторов генераторов электростанций в связи с увеличением ЭДС;

б) повышение уровня напряжения в энергосистеме, что дает аналогичный эффект;

в) ограничение активной нагрузки удаленных электростанций, т.е. перераспределение нагрузок в энергосистеме в целях уменьшения угла сдвига ротора генераторов удаленных электростанций относительно энергосистемы.

11.3.3. Основными эксплуатационными мероприятиями по обеспечению динамической устойчивости энергосистемы являются:

а) поддержание нормального уровня технического состояния ВЛ путем осуществления профилактического контроля за состоянием изоляции, проводов, контуров заземления опор, грозозащитного троса и состояния трасс;

б) уменьшение времени отключения короткого замыкания;

в) быстрое автоматическое включение ВЛ (применение ОАПВ и УТАПВ);

г) применение устройств ПА (АРС, САОН, САПАХ и т.д.);

д) применение АРВ синхронных машин, в том числе и специальных регуляторов;

е) изменение параметров схемы и, в первую очередь, уменьшение реактивного сопротивления ее элементов - генераторов, трансформаторов, линий (расщеплением проводов, применением продольной компенсации ВЛ при помощи батарей статических конденсаторов и т.п.);

ж) уменьшение токов нулевой последовательности за счет максимально возможного разземления нейтралей, трансформаторов которое ограничено по условиям релейной защиты и защиты от перенапряжений. Это мероприятие облегчает аварийные условия, приближая тяжесть двухфазного короткого замыкания на землю к тяжести двухфазного короткого замыкания без земли.

11.3.4. Диспетчер энергосистемы и дежурный персонал электростанций и основных подстанций должен непрерывно следить за соответствием средств ПА режиму, за исправным состоянием средств ПА, быстродействующих защит, обеспечивающих сохранение динамической устойчивости.

11.3.5. В особых условиях работы энергосистемы (гроза, сильное коронирование, гололед и т.д.) диспетчер должен принять следующие меры по повышению устойчивости работы энергосистемы:

а) ускорить ввод в работу быстродействующих защит, защит шин, АЛАР, САОН и другой противоаварийной автоматики по обеспечению динамической устойчивости, если эти устройства были выведены из работы;

б) ввести в работу или принять меры по ускорению ввода в работу транзитных линий, выведенных в ремонт;

в) разгрузить при наличии возможности дальние линии электропередачи и линии, работающие с малым запасом по статической и динамической устойчивости, особенно линии, не защищенные тросом, попавшие в грозовой район;

г) генераторы, работающие в режиме недовозбуждения, перевести в режим выдачи реактивной мощности. При этом допускается повышение напряжения в контрольных точках до верхнего допустимого отклонения от заданного графика.

12. Ограничение токов короткого замыкания

12.1 РУП-облэнерго должны ежегодно проверять соответствие отключающей способности выключателей параметрам короткого замыкания. Кроме того проверка обязательна на энергообъектах при вводе новых генераторов, автотрансформаторов и линий электропередачи. При вводе нового оборудования проверке подлежат также выключатели, установленные на примыкающих к ним энергообъектах.

12.2 Эксплуатационные мероприятия по ограничению токов короткого замыкания на шинах генераторного напряжения, шинах собственных нужд электростанций и шинах низкого и среднего напряжения подстанций осуществляются дежурным персоналом электростанций и подстанций в соответствии с местными инструкциями, указаниями к нормальным схемам объектов, утвержденными главными инженерами электростанций, РУП-облэнерго, филиалов электрических сетей.

12.3 Для расчетов токов короткого замыкания и ежегодной периодической проверки аппаратуры электростанций и подстанций РУП «ОДУ» направляет по запросу в РУП-облэнерго схему замещения Беларусской энергосистемы, . Расчеты токов короткого замыкания и проверку соответствия аппаратуры токам короткого замыкания производит персонал электроцеха (или производственно-технического отдела) на электростанциях и службы подстанций, службы РЗА в РУП-облэнерго и филиалах электрических сетей.

На основании полученных результатов проверки главные инженеры РУП-облэнерго и электростанций принимают решение по замене несоответствующей ТКЗ аппаратуры или ее усилению, или намечают мероприятия по ограничению ТКЗ.

12.4 Основными мерами для ограничения токов короткого замыкания до пределов, допустимых для аппаратуры, являются:

- а) секционирование основных сетей;
- б) опережающее деление сети в режиме короткого замыкания;
- в) секционирование шин электростанций и подстанций;
- г) заземление минимального числа нейтралей трансформаторов;
- д) реактирование шин и отходящих фидеров.
- е) включение в нейтралы силовых трансформаторов и автотрансформаторов токоограничивающих реакторов.

12.5 При решении конкретных задач по ограничению токов короткого замыкания РУП-облэнерго должны руководствоваться Решением N 36 от 09.04.1976 о введении в действие «Указаний по ограничению токов короткого замыкания в сетях 110 кВ и выше» и другими директивными материалами вышестоящих структур управления по этому вопросу.

12.6 На основании расчетов ТКЗ на местах для каждой электростанции и подстанции должен быть составлен и выдан персоналу перечень запрещенных схем, при которых оборудование не проходит по ТКЗ.

Указанные перечни запрещенных схем утверждаются главными инженерами РУП-облэнерго, филиалов электрических сетей и электростанции и должны быть согласованы с диспетчерскими службами, в оперативном ведении или оперативном управлении которых находится оборудование объекта.

13 Противоаварийная и режимная автоматика

13.1 Своевременное оснащение энергосистемы и ее отдельных узлов противоаварийной и режимной автоматикой, правильный выбор ее объемов, размещения и уставок является одним из основных решающих факторов, обеспечивающих повышение надежности, живучести, устойчивости параллельной работы, качества поддержания напряжения и экономичности работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

13.2 На ПА возлагается задача в кратчайшие сроки обеспечить ликвидацию аварийных ситуаций и создать допустимый послеаварийный режим.

13.3 Оперативные руководители и оперативный персонал энергосистемы обязаны непрерывно следить за тем, чтобы все устройства противоаварийной и режимной автоматики (в том числе САР котлов и турбин) постоянно находились в работе, а уставки и переключающие устройства соответствовали режиму работы электростанции, подстанции, сетевого узла или всей энергосистемы.

Оперативные руководители и оперативный персонал должны знать расстановку, принцип действия и селективность работы всех средств ПА, находящихся в его оперативном ведении или оперативном управлении.

В случае отказа в работе ПА, оперативные руководители и оперативный персонал должны принять все необходимые меры для предотвращения развития аварии

13.4 При оснащении энергосистемы средствами ПА особое внимание должно быть уделено внедрению автоматики многопланового назначения - САОН, которая должна обеспечивать:

а) сохранение устойчивости параллельной работы дефицитных частей энергосистемы с остальной энергосистемой в послеаварийном режиме (после отключения одной из основных связей);

б) устойчивость узла нагрузки в послеаварийном режиме после отключения одной из основных питающих ВЛ;

в) ликвидацию перегрузки оставшихся связей (ВЛ, АТ) при аварийном отключении одной из ВЛ данного сечения;

г) статическую, синхронную, динамическую или результирующую устойчивость при работе с недостаточными запасами по устойчивости в послеаварийном и даже в предаварийном режиме;

д) облегчение протекания послеаварийного режима в отдельных узлах, где при отключении питающих ВЛ или источника генерации, возможны особо большие дефициты мощности (25% и более от величины нагрузки).

Пуск САОН выполняется с использованием различных факторов, а также их сочетаний, как, например:

а) отключение одной из параллельных ВЛ с контролем предшествующей мощности или перегрузки оставшегося оборудования (ВЛ, АТ);

б) по изменению угла электропередачи;

в) отключение ВЛ с контролем снижения напряжения.

13.5 Эксплуатация устройств и выбор уставок ПА и РА должна осуществляться в соответствии с указаниями действующих директивных материалов и методических указаний.

13.6 При разработке оперативных указаний для дежурного персонала по эксплуатации ВЛ, электростанций и подстанций во всех подразделениях энергосистемы в них должны включаться указания персоналу по противоаварийной и режимной автоматике.

14 Основные положения по эксплуатации АЧР, САОН, ДАРН, АЧД в ОЭС Беларуси

14.1 АЧР является основной противоаварийной автоматикой для предотвращения и ликвидации аварий из-за внезапного возникновения дефицита мощности и недопущения развития аварии до лавины частоты.

14.2 Граничные условия действия АЧР, ЧАПВ (количество и мощность очередей АЧР, уставки по частоте и времени, мощности подключенные к ЧАПВ) принимаются единые взаимосогласованные в синхронно работающем энергообъединении ЕЭС/ОЭС.

14.3 РУП «ОДУ» ежегодно выдает РУП-облэнерго задания на предстоящий осенне-зимний максимум по объемам АЧР с указанием всех необходимых параметров настройки (уставки по частоте, времена срабатывания и суммарный объем по РУП-облэнерго).

14.4 Эксплуатация АЧР, расчеты АЧР, ДАРН, САОН, выбор потребителей, подключаемых к АЧР, ЧАПВ, ДАРН, САОН, выбор критериев пуска и уставок САОН, объем и размещение этих видов ПА должен выполняться в строгом соответствии с действующими ТНПА, директивными материалами и указаниями.

14.5 Для осуществления гибкой, так называемой «самонастраивающейся» системы автоматической частотной разгрузки, обеспечивающей отключение потребителей, суммарная мощность которых практически во всех случаях соответствовала бы возникшему дефициту, она разбита на три категории, каждая из которых имеет несколько очередей:

а) Спецочередь АЧР, с уставками по частоте 49,2 Гц и времени до 0,5с, предназначенная для предотвращения снижения частоты до верхних уставок АЧР-II в случаях, когда не удастся реализовать оперативные ограничения и отключения потребителей, а также для разгрузки межсистемных связей при возникновении дефицита мощности;

б) АЧР-I – предназначена для прекращения быстрого снижения частоты, быстродействующая, с выдержкой времени не превышающей 0,5с – двенадцать очередей со ступенью 0,2 Гц от 48,8 Гц до 46,6 Гц;

в) АЧР-II предназначена для подъема частоты после действия АЧР-I, предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне, а также для прекращения снижения ее при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита мощности. АЧР-II имеет:

- несовмещенные с АЧР-I очереди с уставкой 49,1 Гц и выдержкой времени от 5 до 50 сек;

- совмещенные с АЧР-I очереди с уставками 49,0; 48,9; 48,8; 48,7 Гц и выдержкой времени 5-20; 20-35; 35-50; 50-70 сек соответственно.

14.6 Все комплекты АЧР должны быть оснащены устройствами ЧАПВ с уставками по частоте 49,4 Гц – 49,8 Гц и выдержкой по времени от 20 до 90 сек.

14.7 При выполнении задания по подключению к АЧР потребителей и обеспечению заданной мощности по очередям АЧР ЦДС РУП-облэнерго, ОДС филиала электрических сетей РУП-облэнерго должны учитывать условие обеспечения эффективности действия АЧР в разных режимах, определяемых сезонностью, днями недели (рабочие, предвыходные, выходные и праздничные дни) временем суток, количеством смен, а также режимами работы потребителей, отключаемых АЧР. Особое внимание необходимо обращать на АЧР энергоузлов, которые могут отделяться вместе с электростанциями. Необходимо, чтобы при их отделении действие устройств АЧР в сочетании с САОН и АЧД не допускало опасных снижений частоты, а также не приводило к чрезмерному повышению частоты во всех возможных режимах работы отделяемых электростанций. Уставки и объемы очередей этих АЧР и ЧАПВ необходимо выбирать так, чтобы в случае отделения электростанции от энергосистемы избежать непрекращающихся колебаний частоты из-за периодического включения и отключения нагрузки устройствами ЧАПВ и АЧР.

14.8 В отдельных узлах, где возможны особо большие дефициты мощности (45% и более от величины нагрузки), наряду с АЧР должна предусматриваться установка дополнительной разгрузки, которая действует по факторам, характеризующим возникновение местного дефицита – отключение основной питающей ВЛ, мощного агрегата, снижение уровней напряжения и др.

Решение этой задачи обеспечивают такие виды ПА как САОН, ДАРН и АЧД.

14.9 Такое построение схемы АЧР повышает гибкость всей системы разгрузки, упрощает расчеты, которые сводятся к определению наибольшего дефицита мощности для всего многообразия реально возможных аварий и

последующего приблизительно равномерного распределения объема АЧР между возможно большим числом очередей.

14.10 Все устройства АЧР должны находиться в работе. ЦДС и ОДС несут ответственность за то, чтобы при любых режимах работы (ночь, день, праздничные дни, ремонты и т.д.) мощность, подключенная к АЧР, в целом по всем предприятиям РУП-облэнерго соответствовала бы заданию РУП «ОДУ», а распределение нагрузки по электростанциям и подстанциям обеспечивало бы ликвидацию местных аварийных дефицитов.

14.11 Персонал малых электростанций, имеющих делительные защиты, и диспетчеры ЦДС и ОДС должны контролировать переток через выключатель, на котором производится отделение электростанции, поддерживая его близким к нулю и осуществляя при необходимости перевод части фидеров на другую систему шин.

14.12 При отключении фидеров от АЧР должен исключаться автоматический перевод их нагрузки на другие фидеры, которые подключены к АЧР с более низкой частотой срабатывания или совсем не подключены к АЧР. Контроль за выполнением этого положения и увязки АВР городских сетей с общесистемной автоматикой возлагается на главных инженеров городских сетей или соответствующих сетевых районов.

14.13 Вывод в ремонт устройств АЧР (САОН), ДАРН на электростанциях и подстанциях производится по заявкам, подаваемым в соответствующие диспетчерские службы, в чьем ведении находится данный объект, и в соответствии с СТП 09110.20.521-07 Инструкция по диспетчерскому управлению ремонтами и испытаниями оборудования ОЭС Республики Беларусь.

14.14 ЦДС (ОДС) перед реализацией заявок на ремонт ВЛ, оборудования, вывод АЧР, САОН и ДАРН должна проверить, обеспечивает ли ликвидацию аварийных дефицитов в данном узле имеющийся объем АЧР, САОН и если не обеспечивает, то должна увеличить мощность АЧР (САОН) на других объектах на период реализации заявки.

15 Ремонтные режимы

15.1 Вывод в ремонт любого тепло- или электротехнического оборудования или ВЛ, как правило, приводит к понижению надежности и экономичности работы как отдельных энергоузлов, так и всей энергосистемы, так как связан со снижением располагаемой мощности, ослаблением схемы, необходимостью производства переключений, отклонением режима от оптимального и т.д.

15.2 Ремонтные режимы сети, связанные с выводом в ремонт ВЛ, оборудования на электростанциях и подстанциях должны тщательно прорабатываться техническими службами соответствующих уровней диспетчерского управления с целью проверки допустимости этого ремонтного

режима и принятия необходимых дополнительных мер, обеспечивающих надежность работы энергосистемы в соответствии с требованиями ТНПА.

15.3 Ремонтные режимы на электростанциях, связанные с выводом в ремонт станционного оборудования, прорабатываются соответствующими цехами и ПТО с точки зрения обеспечения допустимого режима работы данной электростанции и обеспечения надежности работы электростанции в соответствии с требованиями ТНПА.

15.4 Для обеспечения наименьшего ущерба энергосистеме при планировании и организации ремонтов оборудования и ВЛ должно уделяться большое внимание следующим вопросам:

- организация комплексных ремонтов, максимальное совмещение работ на оборудовании и ВЛ всеми заинтересованными подразделениями. Представляемые в РУП «ОДУ» месячные планы ремонтов электрического и теплотехнического оборудования и ВЛ, заявки на их ремонт должны быть тщательно проработаны ЦДС и другими службами РУП-облэнерго на предмет максимального совмещения работ всеми заинтересованными службами при отключениях в ремонт ВЛ и оборудования и обеспечения достаточной надежности того или иного объекта, энергоузла.

- рациональная расстановка техники, бригад для сокращения времени отключения оборудования/ВЛ, аварийной готовности и количества оперативных переключений.

15.5 Следует максимально сокращать объем сложных оперативных переключений, проводимых с целью создания схем для проверки защит ВЛ под нагрузкой.

15.6 Во избежание упущений со стороны оперативного персонала при переходе на новый (ремонтный) режим он должен строго руководствоваться разработанными для него указаниями - ремонтными схемами, оперативными картами, инструкциями и т.д., которые должны быть заранее подготовлены соответствующими диспетчерскими службами с привлечением других служб или ПТО (электроцехов) электростанций.

16 Заземление нейтралей

16.1 В ОЭС Беларуси в связи наличием большого количества автотрансформаторов, которые в силу особенностей своей конструкции не могут работать с разземленной нейтралью, наличием блочных трансформаторов 330 кВ, на которых заводы-изготовители запрещают разземлять нейтрали, токи однофазного короткого замыкания по всем узловым точкам превышают токи трехфазного короткого замыкания в среднем на 7-17%.

16.2 Для ограничения токов однофазного короткого замыкания, повышения чувствительности защит нулевой последовательности, повышения динамической устойчивости нейтрали части трансформаторов 110, 220кВ разземляются. При этом необходимо иметь в виду, что:

а) в первую очередь следует разземлять нейтрали трансформаторов, имеющих полную изоляцию нулевого вывода и не требующих установки вентильных разрядников в нуле трансформаторов;

б) во вторую очередь разземлять трансформаторы, имеющие неполную изоляцию нулевого вывода, при условии защиты нейтрали разрядниками, если остаточное напряжение на нейтрали не превышает для сети 110 кВ – 50 кВ и 125 кВ для сети 220 кВ. Разрешается работа трансформаторов 110 кВ, имеющих неполную изоляцию нейтрали, с фазным напряжением на нейтрали на время, необходимое для работы устройств релейной защиты, но не более 5с.

в) трансформаторы 110 кВ с неполной изоляцией нулевого вывода, к шинам вторичного напряжения которых присоединены мелкие электростанции, как правило, должны быть заземлены;

г) на тупиковых линиях во всех возможных режимах работы и на транзитных ВЛ с отпайками, которые работают в тупиковом режиме, должна быть заземлена нейтраль (желательно в конце ВЛ);

д) не допускается разземлять нейтрали автотрансформаторов всех напряжений и трансформаторов 330 кВ и выше.

16.3 В сетях напряжением 110 кВ и выше разземление нейтрали обмоток 110-220 кВ трансформаторов, а также выбор действия релейной защиты и системной автоматики должен осуществляться таким образом, чтобы при различных оперативных и автоматических отключениях не выделялись участки сети без трансформаторов с заземленными нейтральями.

16.4 В ОЭС Беларуси установлен следующий порядок режима заземления нейтралей:

а) ежегодно все РУП-облэнерго с учетом требований настоящей Инструкции составляют список заземленных нейтралей на следующий год для всех электростанций и подстанций, расположенных на территории области и выдают его в РУП «ОДУ»;

б) РУП «ОДУ» составляет список трансформаторов, находящихся в ведении диспетчера РУП «ОДУ» и работающих с заземленной нейтралью.

16.5 Контроль за соответствием режима заземления нейтралей утвержденному списку осуществляет соответственно оперативный персонал по объектам, находящимся в его оперативном ведении или оперативном управлении (диспетчер РУП «ОДУ», ЦДС, ОДС, начальник смены электростанции, дежурный подстанции).

17 Контрольные замеры нагрузок, потокораспределения и уровней напряжения

17.1 Контрольные замеры нагрузок, потокораспределения и уровней напряжения производятся для проверки качества поддерживаемого напряжения в энергосистеме и непосредственно у характерных потребителей, анализа режима энергосистемы, проверки правильности установки ответвлений трансформаторов и автотрансформаторов, разработки мероприятий по

улучшению качества напряжения и снижению потерь в сетях, корректировки графиков напряжения в контрольных точках, анализа потокораспределения, определения «узких» мест в сети, проверки соответствия величины подключаемой к устройствам ПА нагрузки заданию и других целей.

Материалы контрольных замеров используются также для проработки перспективных режимов.

17.2 Общесистемные контрольные замеры нагрузок потокораспределения и напряжений проводятся по всем параллельно работающим электростанциям и подстанциям 35-750 кВ (в том числе по подстанциям, не имеющим постоянного дежурного персонала). Одновременно проводятся замеры и у характерных потребителей.

17.3 К характерным потребителям относятся на каждой подстанции потребители, питающиеся по наиболее длинному и наиболее короткому фидеру, а также имеющие технологические установки, режим работы которых зависит от уровня напряжения (устанавливаются ЦДС и ОДС совместно с энергосбытом).

17.4 Контрольные замеры проводятся ежегодно в июне и декабре в рабочий и воскресный день.

17.5 Оперативный контроль за проведением замеров возлагается на диспетчеров соответствующего уровня диспетчерского управления. О дне проведения замеров и часах суток, за которые должны быть зафиксированы нагрузки, потокораспределение и уровни напряжения, РУП «ОДУ» сообщает РУП-облэнерго не позднее, чем за 15 дней до их проведения.

17.6 Замеры на подстанциях, где нет обслуживающего персонала, производятся персоналом, выделяемым главным инженером филиала электросетей. При проведении замеров допускается использование данных АСКУЭ.

17.7 Обработку материалов контрольных замеров производят режимные подразделения РУП «ОДУ», РУП-облэнерго и филиалов электрических сетей.

17.8 РУП-облэнерго не позднее, чем через месяц после замеров, представляют в РУП «ОДУ» следующие данные для каждого часа контрольных замеров:

- расчетную схему и схему потокораспределения энергосистемы;
- таблицы по АЧР и ЧАПВ (по объектам и сводные) с разбивкой по очередям с указанием уставок по частоте и времени для каждой очереди;
- сводные таблицы САОН и ДАРН с указанием уставок и факторов срабатывания;
- объемы разгрузки с указанием очередей, подключенной к ПА сечения Смоленск - Беларусь (АСБС);
- результаты замеров нагрузок СК и БСК в сетях энергосистемы и у потребителей, по БСК – с указанием их состояния (работа, ремонт, резерв) суммарно по энергосистеме;
- данные по блок-станциям, работающих параллельно с энергосистемой на основании договоров, заключенных с соответствующими РУП-облэнерго;
- константы (при отсутствии или отказе средств измерений).

18 Проведение испытаний

18.1 Испытания вновь вводимого в работу или эксплуатируемого оборудования, находящегося в оперативном ведении соответствующего диспетчера РУП «ОДУ» (ЦДС, ОДС) должны проводиться по утвержденным программам.

18.2 Испытания оборудования электростанций и подстанций, требующие изменения режима или схемы электростанций и сетей, должны производиться по заявкам, подаваемым в соответствующую диспетчерскую службу, в чьем ведении находится оборудование, с предъявлением программы испытаний.

18.3 На испытания, требующие изменения схемы сети и подстанций, находящихся в ведении РУП «ОДУ», должна быть подана заявка в РУП «ОДУ» и представлена программа испытаний не позже, чем за 7 дней до начала испытаний.

18.4 Испытания вспомогательного оборудования, не снижающие надежности работы и не требующие изменения главной схемы коммутации и режима работы электростанции, производятся по заявкам, разрешаемым на соответствующем уровне диспетчерского управления.

18.5 Испытания на оборудовании, находящемся в ведении ЦДС, требующие только изменения нагрузки электростанций, производятся после оперативного согласования с РУП «ОДУ» режима работы и графика нагрузки.

18.6 Программы испытаний, связанные с существенным изменением режима ОЭС Беларуси (проверка устойчивости параллельной работы, узлов нагрузки, снятие характеристик системы и узлов, производство коротких замыканий в основной сети), подписываются представителем наладочной или научной организации, участвующей в испытаниях, главным инженером РУП-облэнерго и утверждаются главным инженером - главным диспетчером РУП «ОДУ».

18.7 Программы испытаний, не связанные с существенным изменением режима энергосистемы или отдельных узлов (тепловые испытания генераторов, испытания регулирования турбин со сбросом нагрузки, опыты короткого замыкания на тупиковых ВЛ, тепловые и химические испытания котлов и турбин и т.д.), но требующие изменения схем узловых подстанций и электростанций, подписываются начальниками соответствующих служб РУП-облэнерго, цехов электростанций, представителем наладочной или научной организации, участвующей в испытаниях, утверждаются главным инженером РУП-облэнерго и согласовываются главным инженером – главным диспетчером РУП «ОДУ».