**Төсөл**

****

МОНГОЛ УЛСЫН СТАНДАРТ

Эрчим хүчний нэгдсэн систем ба

тусгаарлагдан ажилладаг эрчим хүчний систем

бодит чадлын урсгал БОЛОН ДАВТАМЖИЙН тохируулгын

ДИСПЕТЧЕРИЙН ШУУРХАЙ УДИРДЛАГА

Норм ба шаардлага

Единая энергетическая система

и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Нормы и требования

MNS GOST 55890:2022

Албан хэвлэл

СТАНДАРТ, ХЭМЖИЛ ЗҮЙН ГАЗАР

Улаанбаатар хот

2022 он

Энэ стандартыг Эрчим хүчний эдийн засгийн хүрээлэнгийн НН секторын ИТА Ш.Төмөрбаатар орчуулж, МУ-ын Зөвлөх инженер Г.Мөнхтөр редакц хийсэн.

Анхны үзлэгийг 2027 онд, дараа нь 5 жил тутамд хийнэ.

Стандарт, хэмжил зүйн газар (СХЗГ)

Энхтайваны өргөн чөлөө 46А

Шуудангийн хаяг

Улаанбаатар-13343, Ш/Х - 48

Утас: 976-51-263860 Факс: 976-11-458032

E-mail: [masm@mongol.net](mailto:masm@mongol.net); [standardinform@masm.gov.mn](mailto:standardinform@masm.gov.mn)

[www.estandard.mn](http://www.estandard.mn); [www.masm.gov.mn](http://www.masm.gov.mn)

© СХЗГ, 2022

“Стандартчилал, тохирлын үнэлгээний тухай” Монгол Улсын хуулийн дагуу энэхүү стандартыг бүрэн, эсвэл хэсэгчлэн хэвлэх, олшруулах эрх нь гагцхүү СХЗГ (Стандартчиллын төв байгууллага)-т байна.

ӨМНӨХ ҮГ

1 "Эрчим хүчний нэгдсэн системийн оператор" Хувьцаат компани, “Г.М. Кржижановскийн нэрэмжит Эрчим хүчний институт” Хувьцаат компани, Холбооны улсын үйлдвэрийн нэгдэл “Бүх Оросын механик инженерийн стандартчилал, баталгаажуулалтын шинжлэх ухааны судалгааны хүрээлэн” хамтран боловсруулсан.

2 ОХУ-ын Стандартчиллын техникийн хороо нь TK 007-нд "Эрчим хүчний системийн найдваржилт " гэж танилцуулсан.

3 ОХУ-ын Холбооны Техникийн зохицуулалт, хэмжилзүйн агентлагийн 2013 оны 12-р сарын 05-ны өдрийн 2164-р тоот тушаалаар батлагдаж, хүчин төгөлдөр болсон.

4 Энэхүү стандарт нь 2003 оны 3-р сарын 26-ны өдрийн № 35-FZ "06 Эрчим хүч" Холбооны хууль дүрмийг сахина.

5 ЭХНИЙ ТАНИЛЦУУЛГА

*Энэхүү стандартад оруулсан өөрчлөлтийн талаарх мэдээллийг жил бүрийн (энэ оны 1-р сарын 1-ний байдлаар) мэдээллийн индекс "Үндэсний стандарт", өөрчлөлт, нэмэлт өөрчлөлтийн албан ёсны текстийг "Үндэсний стандарт" сарын мэдээллийн индекст нийтэлдэг. Энэхүү стандартыг өөрчлөх (солих) эсвэл хүчингүй болгох тохиолдолд холбогдох мэдэгдлийг "Үндэсний стандарт" мэдээллийн индексийн дараагийн дугаарт нийтлэх болно. Холбогдох мэдээлэл, мэдэгдэл, текстийг олон нийтийн мэдээллийн системд - Холбооны Техникийн зохицуулалт, хэмжил зүйн агентлагийн албан ёсны вэбсайтад (gost.ru) байрлуулсан болно*.

**ОХУ-ын Холбооны Техникийн зохицуулалт болон хэмжил зүйн агентлагийн зөвшөөрөлгүйгээр энэхүү стандартыг албан ёсны нийтлэл болгож, бүрэн хэмжээгээр эсвэл хэсэгчлэн хуулбарлах, олшруулах болон түгээж болохгүй.**

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы», Открытым акционерным обществом «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского», Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно- исследовательский институт стандартизации и сертификации в машиностроении»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 007 «Системная надежность в электроэнергетике»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 05 декабря № 2013 № 2164-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35- ФЗ «06 электроэнергетике»

**5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**

*Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты»,а официалычый текст изменений и поправок - в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске информационного указателя «Национальныестандарты».Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования - на официалычом сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)*

Настоящий стандарт не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

АГУУЛГА

1 Хамрах хүрээ...............................................................................................................................

2 Нэр томьёо, тодорхойлолт.........................................................................................................

3 Товчлол.......................................................................................................................................

4 Бодит чадлын урсгал болон давтамжийн тохируулгад тавигдах ерөнхий шаардлага.........

5 Анхдагч тохируулга

5.1 Ерөнхий шаардлага......................................................................................................

5.2 Давтамжийн ерөнхий анхдагч тохируулгад тавигдах шаардлага ............................

5.3 Давтамжийн норматив анхдагч тохируулгад тавигдах шаардлага .........................

6 Хоёрдогч тохируулга..................................................................................................................

6.1 Ерөнхий шаардлага:.....................................................................................................

6.2 Автомат хоёрдогч тохируулгад тавигдах шаардлага...............................................

6.3 Автомат хоёрдогч тохируулгын программ, техник хангамжид тавигдах шаардлага

7 Гуравдагч тохируулга..................................................................................................................

8 Синхрон хугацааны залруулга...................................................................................................

9 Бодит чадлын урсгал болон давтамжийн тохируулгад хяналт хийх....................................

9.1 Анхдагч ба автомат хоёрдогч тохируулгад оролцох үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн

оролцоонд хяналт тавих.................................................................................................

9.2 Эрчим хүчний систем дэх давтамжийн тохируулгын чанарын хяналт........................

Содержание

1 Область применения.............................................................................................................

2 Термины и определения.......................................................................................................

3 Сокращения............................................................................................................................

4 Общие требования к регулированию частоты и перетоков активной мощности .................

5 Первичное регулирование .......................................................................................................

5.1 Общие требования.....................................................................................................

5.2 Требования к общему первичному регулированию частоты.......................................

5.3 Требования к нормированному первичному регулированию частоты..........................

6 Вторичное регулирование........................................................................................................

6.1 Общие требования...........................................................................................................

6.2 Требования к автоматическому вторичному регулированию......................................

6.3 Требования к программно-техническим средствам автоматического

вторичного регулирования...........................................................................................

7 Третичное регулирование........................................................................................................

8 Коррекция синхронного времени.............................................................................................

9 Мониторинг регулирования частоты и перетоков активной мощности.......................................

9.1 Мониторинг участия генерирующего оборудования в первичном и автоматическом

вторичном регулировании.................................................................................................

9.2 Контроль качества регулирования частоты в энергосистеме........................................

МОНГОЛ УЛСЫН СТАНДАРТ

Ангилалтын код

|  |  |
| --- | --- |
| Эрчим хүчний нэгдсэн систем ба  тусгаарлагдан ажилладаг эрчим хүчний систем  бодит чадлын урсгал болон давтамжИЙН тохируулгын диспетчерийн шуурхай удирдлага,  Норм ба шаардлага | MNS GOSTР 55890:2022 |
| Единая энергетическая система  и изолированно работающие энергосистемы  ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ  Нормы и требования | ГОСТР 55890-2013  Дата введения – 2013-12-05 |

|  |  |
| --- | --- |
| 1. **Область применения**   1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования, которыми следует руководствоваться системному оператору и субъектам оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее - субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике), собственникам и иным законным владельцам (далее - собственники)  Электростанций и объектов электросетевого хозяйства (далее при совместном упоминании - собственники объектов электроэнергетики), при организации и осуществлении процесса регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности в Единой энергетической системе России (ЕЭС России) и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах России.  1.2 Настоящий стандарт определяет для ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем России требования:  -к регулированию частоты электрического тока и перетоков активной мощности;  -к субъектам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и собственникам объектов электроэнергетики при организации и осуществлении регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности;  -к генерирующему оборудованию, участвующему в регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности.  1.3 Требования настоящего стандарта должны учитываться проектными, научно- исследовательскими и другими организациями Российской Федерации, осуществляющими проектирование строительства, реконструкции, модернизации объектов электроэнергетики, разработку систем регулирования частоты и перетоков активной мощности.  **2 Термины и определения**  В настоящем стандарте применены следующие термины и определения:  2.1 внешний переток области регулирования:  Алгебраическая сумма перетоков активной мощности по всем связям (сальдо переток) или части связей, соединяющих область регулирования со смежными частями синхронной зоны.  2.2 вторичная мощность:  Величина изменения активной мощности генерирующего оборудования при вторичном регулировании.  2.3 вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (вторичное регулирование):  Процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или заданного значения внешнего перетока области регулирования.  2.4 вынужденный режим энергосистемы:  Электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся снижением запасов устойчивости в нормальном режиме и возможностью нарушения устойчивости в послеаварийном режиме  2.5 зона нечувствительности первичного регулирования:  Максимальная величина изменения частоты вращения турбин от любого ее исходного значения в любом направлении ее изменения, при которой не гарантируется участие генерирующего оборудования в первичном регулировании.  Зона нечувствительности первичного регулирования складывается из максимальной погрешности измерения частоты вращения турбин и нечувствительности первичных регуляторов.  2.6 квазиустановившееся значение параметра:  Усредненное на 20-секундном временном интервале значение параметра.  2.7 контролируемое сечение:  Совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, перетоки активной мощности по которым контролируются и/или регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования.  2.8 коррекция по частоте:  Величина изменения регулируемого параметра (активной мощности генерирующего оборудования, внешнего перетока области регулирования) относительно заданного значения, обусловленная отклонением частоты от заданного значения.  2.9 коэффициент коррекции по частоте: Задаваемый для области регулирования коэффициент линейной зависимости суммарной первичной мощности и изменения мощности потребления области регулирования от отклонения частоты.  2.10 крутизна статической частотной характеристики (крутизна C4X):  Коэффициент линеаризованной зависимости суммарной первичной мощности и изменения мощности потребления области регулирования от изменения частоты.  2.11 «мертвая полоса» первичного регулирования:  Задаваемая величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется первичное регулирование.  При заданном значении частоты минимальное значение «мертвой полосы» первичного регулирования равно зоне нечувствительности первичного регулирования.  2.12 небаланс мощности области регулирования:  Отклонение от планового баланса активной мощности области регулирования по любой причине, вызывающее отклонение частоты от заданного значения в синхронной зоне и отклонение внешнего перетока данной области регулирования от заданного значения с учетом коррекции по частоте.    2.13 независимые каналы связи:  Каналы связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.    2.14 нерегулярные отклонения мощности: Отклонения фактического баланса активной мощности области регулирования от планового в нормальном режиме работы энергосистемы, вызываемые непрогнозируемыми изменениями потребления активной мощности и отклонениями активной мощности генерирующего оборудования от плановых значений при действии автоматических регуляторов.  2.15 номинапьная частота:  Значение частоты 50 Гц.  2.16 нормапьный режим энергосистемы: Электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и запасы топлива на элекгростанциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.  2.17 нормированное первичное регулирование частоты: Первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для нормированного первичного регулирования частоты  2.18 область регулирования:  Синхронная зона, в которой осуществляется регулирование частоты, или часть синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование внешнего перетока активной мощности.  2.19 общее первичное регулирование частоты: Первичное регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для общего первичного регулирования частоты».  2.20 первичная мощность:  Величина изменения активной мощности генерирующего оборудования при первичном регулировании.  2.21 первичное регулирование частоты (первичное регулирование):  Процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения.  2.22 первичные регуляторы:  Автоматические регуляторы частоты вращения турбин и регуляторы активной мощности, обеспечивающие первичное регулирование генерирующего оборудования.  2.23 расчетный небапанс мощности: Максимальная величина небаланса активной мощности, возникновение которого возможно в области регулирования в результате нормативных возмущений, используемая для расчетов резервов первичного, вторичного и третичного регулирования.  2.24 регулировочный диапазон:  Интервал допустимых нагрузок генерирующего оборудования по активной мощности для нормальных условий его эксплуатации, при которых параметры генерирующего оборудования находятся в допустимых пределах.  2.25 резерв вторичного регулирования:  Часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку), используемая для вторичного регулирования.  2.26 резерв первичного регулирования: Максимальная величина гарантированного изменения активной мощности генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку соответственно при понижении или повышении частоты относительно заданного значения.  2.27 резерв третичного регулирования:  Часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку), используемая для третичного регулирования.  2.28 связь (в электрической сети): Последовательность элементов электрической сети [линий электропередачи, трансформаторов, систем (секций) шин, коммутационных аппаратов], соединяющих две части энергосистемы.  2.29 сечение (в электрической сети): Совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей.  2.30 синхронная зона:  Совокупность всего синхронно работающего генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, имеющих общую частоту электрического тока.  2.31 первая синхронная зона ЕЭС России: Часть ЕЭС России, включающая в себя все объединенные энергосистемы, кроме объединенной энергосистемы Востока.  2.32 вторая синхронная зона ЕЭС России: Часть ЕЭС России, включающая в себя объединенную энергосистему Востока, которая работает изолированно от первой синхронной зоны.  2.33 статизм первичного регулирования: Коэффициент, определяющий зависимость изменения активной мощности генерирующего оборудования под воздействием регулятора частоты вращения турбины (регулятора мощности) от изменения частоты.  2.34 третичное регулирование мощности (третичное регулирование): Процесс изменения активной мощности генерирующего оборудования в целях восстановления резервов вторичного регулирования.  2.35 частота:  Значение частоты электрического тока.  2.36 автоматическое астатическое регулирование частоты:  Вид вторичного регулирования, при котором поддержание заданного значения частоты осуществляется исключительно системами ав- томатического управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанции (САУМ энергоблоков ТЭС, ГРАМ ГЭС)».   1. **Сокращения**   В настоящем стандарте применены следующие сокращения:  АРЧМ- автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности;  АЭС- атомная электростанция;  ГА- гидроагрегат;  ГАЭС-гидроаккумулирующая электростанция;  ГРАМ - система группового регулирования активной мощности;  ГЭС - гидроэлектростанция;  ЕЭС России - Единая энергетическая система России;  НПРЧ - нормированное первичное регулирование частоты;  ОПРЧ - общее первичное регулирование частоты;  ОЭС - объединенная энергосистема;  ПГУ - парогазовая установка;  ГТУ — газотурбинная установка.  САУ-система автоматического управления;  САУМ -система автоматического управления активной мощностью энергоблока ТЭС, АЭС;  СЧХ-статическая частотная характеристика;  ТЭС -тепловая электростанция;  УВК-управляющий вычислительный комплекс;  ЦКС АРЧМ -центральная координирующая система АРЧМ;  ЦС АРЧМ - централизованная система АРЧМ;  ЭС - территориальная энергосистема.   1. **Общие требования к регулированию частоты и перетоков активной мощности**   4.1 В ЕЭС России и технологически изолиро- ванных территориальных электро-энергетичес ких системах должно осуществляться непрерывное регулирование электроэнергети- ческого режима по частоте и перетокам активной мощности в целях поддержания частоты в пределах, определенных требованиями настоящего стандарта, и поддержания перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах максимально допустимых значений, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления.  4.2 Регулирование электроэнерге тического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться с использованием:  -первичного регулирования частоты, включающего в себя общее первичное регулирование частоты и нормированное первичное регулирование частоты;  -вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, включающего в себя вторичное регулирование частоты (в том числе автоматическое астатическое регулирование частоты), вторичное регулирование перетоков активной мощности (в том числе с коррекцией по частоте), ограничение перетоков активной мощности по контролируемым сечениям электрической сети;  -третичного регулирования активной мощности;  4.3 В первой синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание:  - квазиустановившихся значений частоты в пределах (50,00+0,05) Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах (50,0+0,2) Гц с восстановлением частоты до уровня (50,00+0,05) Гц за время не более15мин;  - перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений.  4.4 Во второй синхронной зоне ЕЭС России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в энергорайонах (энергоузлах), временно выделенных на изолированную работу от первой синхронной зоны ЕЭС России, а также в первой синхронной зоне ЕЭС России при ее работе в вынужденном режиме должно быть обеспечено поддержание:  -квазиустановившихся значений частоты в пределах (50,0 ±0,2) Гц не менее 95 % времени суток без выхода за величину (50,0 ±0,4) Гц, с восстановлением частоты до указанных значений за время, не превышающее 72 мин;  -перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений».  4.5 В нормальном режиме энергосистемы при регулировании частоты с использованием автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание:  - средней величины частоты за любой час суток в пределах (50,00+0,01) Гц в первой и второй синхронных зонах ЕЭС России;  - средней частоты за любой час суток в пределах (50,00±0,05) Гц в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.   * 1. требованиями предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.   4.7 В случае если ограничение перетока активной мощности в контролируемом сечении осуществляется автоматически, превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться за время не более 5 мин.  В случае если ограничение перетока активной мощности в контролируемом сечении осуществляется оперативно, превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться в соответствии с требованиями предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  4.8 Для регулирования частоты и перетоков активной мощности субъект оперативно- диспетчерского управления в электроэнергетике должен обеспечивать:  - определение областей регулирования;  - задание резервов нормированного первичного, вторичного и третичного регулирования при планировании электроэнергетического режима;  - определение требований к генерирующему оборудованию различного типа для его участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании;  - определение контролируемых сечений, в которых требуется ограничение перетоков активной мощности (с определением для них значений максимально допустимых перетоков), и/или контролируемых сечений (сечений), в которых требуется регулирование перетоков активной мощности;  - определение на основе требований настоящего стандарта структуры и функций ЦС (ЦКС) АРЧМ в операционных зонах соответствующих диспет черских центров;  - координацию действий субъектов электр- оэнергетики по созданию ЦС (ЦКС) АРЧМ в операционных зонах соответствующих диспет- черских центров и координацию эксплуатации ЦС (ЦКС) АРЧМ на объектах электроэнергетики в части оперативного обслуживания;  - координацию действий субъектов электроэнергетики по созданию в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров систем мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании;  - эксплуатацию управляющих вычислительных комплексов ЦС (ЦКС) АРЧМ и систем мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании, установленных в диспетчерских центрах.  4.9 Субъекты оперативно-диспетчерского управ- ления в электроэнергетике должны осуществлять планирование баланса активной мощности для номинального значения частоты электрического тока.  4.10 Дпя регулирования частоты и перетоков активной мощности собственники электростанций должны обеспечивать:  - создание и эксплуатацию на электростанциях систем автоматического управления активной мощностью генерирующего оборудования;  - поддержание на генерирующем оборудовании резервов первичного, вторичного и третичного регулирования, заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;  - готовность генерирующего оборудования к реализации резервов в автоматическом режиме или по диспетчерским командам субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;  - внедрение и эксплуатацию на электростанциях устройств системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании;  - организацию и эксплуатацию каналов связи с диспетчерскими центрами субъекта оперативно- диспетчерского управления в электроэнергетике для обеспечения функционирования ЦС (ЦКС) АРЧМ и системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании.  4.11 Использование генерирующего оборудо- вания для регулирования электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться в пределах имеющихся регулировочных возможностей генерирующего оборудования, ограниченных только его допустимыми режимами работы по условиям безопасной эксплуатации.  4.12 Допускается одновременное участие генерирующего оборудования во всех видах регулирования при условии выполнения требований к каждому из его видов.  4.13 Вновь вводимое генерирующее оборудование, которое определено техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям, проектной документацией или нормативными правовыми актами как генерирующее оборудование, обеспечивающее автоматическое астатическое регулирование частоты в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе или в территориальной энергосистеме (части энергосистемы), которая длительно может выделяться на изолированную от ЕЭС России работу [далее — изолированно работающая энергосистема (часть энергосистемы)], должно соответствовать требованиям, указанным в 6.4.  **5 Первичное регулирование**  **5.1 Общие требования**  5.1.1 Первичное регулирование должно осуществляться в целях ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики.  5.1.2 В синхронной зоне, в состав которой входит первая синхронная зона ЕЭС России, при возникновении небаланса активной мощности не более расчетного первичным регулированием должно обеспечиваться удержание кратковременного динамического отклонения частоты в пределах не более (50,0±0,8) Гц.  5.1.3 Величина расчетного небаланса в первой синхронной зоне ЕЭС России должна соответствовать максимальному значению небаланса активной мощности, связанному с аварийным отключением генерирующего оборудования или электроустановок потребителей при нормативных возмущениях. Величина расчетного небаланса может быть изменена в соответствии с согласованными решениями между системным оператором и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах, входящих в синхронную зону, в состав которой входит первая синхронная зона ЕЭС России.  5.1.4 Требования 5.1.2 должны достигаться совместным действием первичного регулирования во всех энергосистемах, входящих в синхронную зону, в состав которой входит первая синхронная зона ЕЭС России.  5.1.5 Все генерирующее оборудование должно участвовать в ОПРЧ, за исключением энергоблоков АЭС с реакторами типа РБМК и БН.  5.1.6 НПРЧ должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), обеспечивающими гарантированное первичное регулирование в пределах заданного резерва НПРЧ с характеристиками и настройками, указанными в 5.3.  5.1.7 При первичном регулировании технологической автоматикой генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание требуемого регулятором частоты вращения турбины значения первичной мощности.  5.1.8 При отклонениях частоты, когда требуемое регулятором частоты вращения турбины значение первичной мощности выходит за пределы регулировочного диапазона, во избежание действия технологических защит на отключение основного и вспомогательного оборудования технологической автоматикой должно обеспечиваться сохранение параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений.  5.1.9 Регуляторы активной мощности, установленные на генерирующем оборудовании, должны быть оснащены частотными корректорами.  5.1.10 He допускается препятствия действию регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности.  5.1.11 Для недопущения препятствия действию регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности генерирующего оборудования настройки его частотного корректора должны быть согласованы с характеристиками регулятора частоты вращения турбины.  5.1.12 Групповые регуляторы активной мощности (для групп генерирующего оборудования в составе ПГУ, ТЭС, ГЭС) не должны препятствовать действиям регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов активной мощности с частотными корректорами.  5.1.13 В устройствах, обеспечивающих участие генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты, должны использоваться только измерения частоты вращения турбины.  5.1.14 При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности первичного регулирования (выходе частоты за установленную «мертвую полосу» первичного регулирования), генерирующее оборудование должно обеспечить реализацию требуемой первичной мощности в соответствии с формулами  P\_п%=(100xP\_п)⁄P\_ном=-200хΔf\_P/S (5.1)  P\_п=-2xP\_номxΔf\_P/S (5.1) а  где Рп % - требуемая первичная мощность,  % Рном;  Рп - требуемая первичная мощность, МВт;  Рном - номинальная мощность генерирующего оборудования, МВт;  Δfp - величина отклонения частоты, превышающая зону нечувствительности  (величина отклонения частоты от ближайшей границы «мертвой полосы»), Гц;  S=(Δfp/f\_ном)/(P\_п/P\_ном ) x100 - статизм первич -ного регулирования генерирующего оборудвания, %.  Примечание - Δfp = 0 при отклонениях частоты, не превышающих зону нечувствительности (при нахождении частоты в пределах «мертвой полосы» первичного регулирования); в остальных случаях Δfp > 0 при повышении частоты и Δfp < 0 при понижении частоты. Реализация требуемой первичной мощности должна осуществляться в «следящем» за частотой режиме.  5.1.15 При скачкообразном изменении частоты изменение активной мощности генерирующего оборудования в процессе первичного регулирования должно носить апериодический характер. При этом в квазиустановившемся режиме отклонение фактической мощности генерирующего оборудования от требуемой величины задания активной мощности должно быть не более ±1 % от номинальной мощности генерирующего оборудования.  **5.2 Требования к нормированному первичному регулированию частоты**  5.2.1 Дополнительно к требованиям, указанным в 5.1, для участия в НПРЧ генерирующее оборудование любого типа должно соответствовать следующим общим требованиям:  - генерирующее оборудование должно быть оснащено системой автоматического регулирования активной мощности счастотной коррекцией;  - точность измерения частоты вращения турбины должна быть не хуже 0,01 Гц;  - точность измерения активной мощности должна быть не хуже 1 % номинальной мощности генерирующего оборудования, дискретность измерений не более 0,1 % номинальной мощности;  - нечувствительность первичных регуляторов по частоте должна быть не более 0,01 Гц;  - статизм первичного регулирования должен устанавливаться в пределах от 4,0 % до 6,0 % с шагом не более 0,5 %;  - зона нечувствительности по частоте должна быть не более ±0,02 Гц;  - должна быть обеспечена возможность задания «мертвой полосы» первичного регулирования в пределахдо (50,000±0,075) Гц;  - при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования должна быть обеспечена реализация требуемой первичной мощности, пропорциональной текущему отклонению частоты в соответствии с формулой (5.1), до возврата частоты в пределы «мертвой полосы»;  - при скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования половина требуемой первичной мощности в пределах заданного резерва первичного регулирования должна быть реализована не более чем за 15 с и полностью - не более чем за 30с;  - должна быть обеспечена возможность оперативного изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования без отключения функции первичного регулирования;  - должна быть обеспечена возможность изменения величины статизма первичного регулирования.  5.2.2 Дополнительные требования к участию в НПРЧ, учитывающие особенности отдельных типов генерирующего оборудования, устанавливаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с учетом требований настоящего стандарта.  5.2.3 Для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в НПРЧ, субъекгом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны задаваться следующие параметры:  - величина резерва первичного регулирования на загрузку и разгрузку;  - величина «мертвой полосы» первичного регулирования;  - величина статизма первичного регулирования.  5.2.4 На генерирующем оборудовании, находящемся в работе, ввод и вывод режима участия в НПРЧ должен осуществляться оперативным изменением уставки «мертвой полосы» первичного регулирования.  5.2.5 Параметры первичного регулирования для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в НПРЧ, должны задаваться таким образом, чтобы реализация заданной величины резерва первичного регулирования происходила в полном объеме при отклонениях частоты до ±0,2 Гц от номинальной.    **6 Вторичное регулирование**  **6.1** **Общие требования**  6.1.1 Вторичное регулирование должно выполнять функции поддержания заданного значения частоты в синхронной зоне, регулирования внешних перетоков областей регулирования, ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.  6.1.2 Поддержание заданного значения частоты должно осуществляться путем регулирования частоты в синхронной зоне и/или регулирования внешних перетоков областей регулирования с коррекцией по частоте.  6.1.3 Ограничение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях должно являться приоритетным по отношению к поддержанию заданного значения частоты или внешнего перетока области регулирования.  6.1.4 При распределении функций вторичного регулирования в синхронной зоне субъектом оперативно-диспетчерского управления в элекгроэнергетике должны определяться следующие диспетчерские центры:  - диспетчерский центр, осуществляющий регулирование частоты в синхронной зоне и ограничение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;  - диспетчерские центры, осуществляющие регулирование внешнего перетока областей регулирования и ограничение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;  - диспетчерские центры, осуществляющие только ограничение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.  6.1.5 Распределение функций вторичного регулирования между диспетчерскими центрами синхронной зоны, включающей в себя энергосистемы зарубежных государств, устанавливается в соответствии с согласованными решениями между системным оператором и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах, входящих в синхронную зону.  6.1.6 При регулировании внешнего перетока области регулирования должно обеспечиваться выявление и ликвидация только внутренних небалансов мощности области регулирования, которые должны ликвидироваться за время не более 15 мин.  6.1.7 Регулирование внешнего перетока области регулирования должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования G, МВт, вычисляемой по формуле  G = АРс - K4opxAf, (6.1)  где АРс - ошибка регулирования перетока,  ДРс = Рс - Рсз, где Рс - фактический внешний переток области регулирования, Рсз - заданное значение внешнего перетока области регулирования при номинальной частоте, МВт;  Кчор - заданный коэффициент коррекции по частоте области регулирования, МВт/Гц;  Af = f - f3 - отклонение частоты f от заданного значения f3, Гц;  K4opxAf - коррекция по частоте области регулирования, МВт.  Внешний переток области регулирования должен приниматься положительным при приеме активной мощности в область регулирования, отклонение частоты должно приниматься положительным при ее превышении заданного значения (ошибка регулирования G положительна при возникновении в области регулирования дефицита генерируемой активной мощности).  6.1.8 Вторичное регулирование частоты в синхронной зоне должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования G, МВт, вычисляемой по формул  G = - K4C3xAf, (6.2)  где Кчсз - заданный коэффициент коррекции по частоте синхронной зоны, МВт/Гц;  Af = f — fз — отклонение частоты f от заданного значения f3, Гц.  6.1.9 Задаваемые значения коэффициентов коррекции по частоте областей регулирования и синхронных зон в ЕЭС России должны определяться системным оператором (в технологически изолированных территориаль- ных электроэнергетических системах - соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления в электро- энергетике) по результатам контроля качества регулирования частоты в энергосистеме согласно 9.2.  6.1.10 Задаваемые значения коэффициентов коррекции по частоте областей регулирования, включающих энергосистемы зарубежных государств, определяются в соответствии с согласованными решениями между субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах.  6.1.11 Вторичное регулирование должно осуществляться генерирующим оборудованием, имеющим необходимые маневренные и регулировочные возможности.  6.1.12 На всех ГЭС должна быть обеспечена возможность их участия во вторичном регулировании, а на ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт - возможность участия в автоматическом вторичном регулировании.  6.1.13 При участии генерирующего оборудования во вторичном регулировании (в том числе автоматическом) должна сохраняться функция его участия в первичном регулировании.  6.1.14 Дпя возможности осуществления субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функции регулирования и ограничения перетоков активной мощности должно быть обеспечено:  - передача с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры телеизмерений перетоков активной мощности по контролируемым сечениям и телеизмерений частоты;  - формирование в диспетчерских центрах текущих значений внешнего перетока области регулирования, суммарных перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, коррекции по частоте области регулирования;  - формирование в диспетчерских центрах текущего значения ошибки регулирования перетока и текущего расчетного значения небаланса активной мощности в области регулирования (ошибки регулирования) по формуле (6.1);  - формирование в диспетчерских центрах текущих величин перегрузки контролируемых сечений путем сопоставления текущего суммарного перетока активной мощности по контролируемым сечениям с максимально допустимыми перетоками активной мощности в соответствующих контролируемых сечениях.  6.1.15 Дпя возможности осуществления субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функции вторичного регулирования частоты должно быть обеспечено:  - передача с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры телеизмерений частоты;  - формирование в диспетчерских центрах текущего значения ошибки регулирования по формуле (6.2).  6.1.16 Осуществление субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функций вторичного регулирования производится путем выдачи диспетчерских команд на изменение активной мощности генерирующего оборудования и/или выдачи заданий вторичной мощности с использованием ЦС (ЦКС) АРЧМ.  6.1.17 Величины резервов вторичного регулирования на загрузку и разгрузку должны быть достаточными для компенсации нерегулярных отклонений мощности, компенсации расчетных небалансов активной мощности в областях регулирования и должны обеспечивать ликвидацию возможной перегрузки контролируемых сечений.  Величины нерегулярных отклонений и расчетных небалансов активной мощности в ЕЭС России должны определяться системным оператором, а в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах - соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  6.1.18 При планировании величин и мест размещения резервов вторичного регулирования в областях регулирования должна учитываться пропускная способность контролируемых сечений.  **6.2 Требования к автоматическому вторичному регулированию**  6.2.1 Автоматическое вторичное регулирование в ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах должно осуществляться в целях:  - уменьшения времени восстановления нормального уровня частоты при возникающих в областях регулирования небалансах активной мощности;  - уменьшения времени ликвидации перегрузки контролируемых связей и сечений;  - выполнения требований 4.5, направленных на обеспечение минимальных отклонений вырабатываемой и потребляемой электроэнергии от плановых значений, обусловленных отклонениями частоты.  6.2.2 Структура автоматического вторичного регулирования в ЕЭС России должна включать в себя:  - центральную координирующую систему уровня ЕЭС России (ЦКС АРЧМ ЕЭС);  - централизованные системы уровня объединенных энергосистем (ЦС АРЧМ ОЭС);  - централизованные системы уровня территориальных энергосистем (ЦС АРЧМ ЭС).  6.2.3 В состав ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС, ЦС АРЧМ ЭС должны входить:  - управляющие вычислительные комплексы (УВК) системного оператора;  - устройства АРЧМ, установленные на элекгростанциях, генерирующее оборудование которых подключается под управление от ЦС (ЦКС) АРЧМ (далее - станционные устройства АРЧМ);  - специально организованные каналы связи для взаимодействия УВК и станционных устройств АРЧМ.  6.2.4 УВК ЦКС АРЧМ ЕЭС устанавливается в главном диспетчерском центре системного оператора, УВК ЦС АРЧМ ОЭС устанавливаются в диспетчерских центрах системного оператора - объединенных диспетчерских управлениях, УВК ЦС АРЧМ ЭС устанавливаются в диспетчерских центрах системного оператора - региональных диспетчерских управлениях.  6.2.5 Объем информации о параметрах электроэнергетического режима, передаваемой с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры для функционирования УВК, определяется системным оператором.  6.2.6 Электростанции (энергоблоки), подключенные к ЦС (ЦКС) АРЧМ, должны получать команды вторичного регулирования только от одного УВК.  6.2.7 При формировании в УВК задания вторичной мощности на электростанции и/или энергоблоки функция ограничения перетоков должна иметь приоритет перед функциями регулирования частоты и/или перетоков.  6.2.8 При передаче задания вторичной мощности на электростанции и/или энергоблоки от УВК вышестоящего диспетчерского центра через УВК нижестоящего диспетчерского центра последний должен приоритетно обеспечивать функцию ограничения перетоков при наличии ограничений в электрической сети с блокировкой реализации задания вторичной мощности, полученного от УВК вышестоящего диспетчерского центра.  6.2.9 При непосредственном подключении электростанции и/или энергоблоков к УВК уровня ЦКС АРЧМ ЕЭС или ЦС АРЧМ ОЭС величина задания вторичной мощности должна транслироваться в соответствующий нижестоящий диспетчерский центр.  6.2.10 Станционные устройства АРЧМ включают в себя:  - системы управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанции (САУМ энергоблоков ТЭС, ГРАМ ГЭС, САУ ГА ГЭС);  - терминал АРЧМ (модуль связи), обеспечивающий взаимодействие УВК и систем управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанции.  6.2.11 Дополнительные требования к участию в автоматическом вторичном регулировании, учитывающие особенности отдельных типов генерирующего оборудования, устанавливаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с учетом требований настоящего стандарта.  6.2.12 Для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в автоматическом вторичном регулировании, субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны задаваться следующие параметры:  - величина резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку;  - величина максимальной скорости изменения задания вторичной мощности.  **6.3 Требования к программно-техническим средствам автоматического вторичного регулирования**  6.3.1 ЦС (ЦКС) АРЧМ должны соответствовать следующим общим требованиям:  - передача заданий вторичной мощности от УВК, к которому подключена электростанция и/или энергоблок, до станционных устройств АРЧМ должна производиться циклически не реже одного раза в секунду;  - время передачи заданий вторичной мощности от УВК, к которому подключена электростанция и/или энергоблок, до терминала АРЧМ не должно превышать 1 с;  - передача информации от станционных устройств АРЧМ до УВК, к которому подключена электростанция и/или энергоблок, должна производиться циклически не реже одного раза в секунду;  - время формирования и передачи информации от станционных устройств АРЧМ до УВК, к которому подключена электростанция и/или энергоблок, не должно превышать 2 с;  - в диспетчерских центрах и на электростанциях, подключенных к УВК, должна быть обеспечена защита от несанкционированного вмешательства в функционирование ЦС (ЦКС) АРЧМ;  - в диспетчерских центрах и на электростанциях, подключенных к УВК, должны быть обеспечены запись и хранение всей информации, передаваемой между УВК и станционными устройствами АРЧМ с шагом 1 с и привязкой к астрономическому времени с точностью не хуже 1 с, и архивная информация должна сохраняться не менее 1 года.  6.3.2 В целях обеспечения информационной безопасности в отношении ЦС (ЦКС) АРЧМ должны соблюдаться требования по обеспечению безопасности информации в ключевых системах 12 информационной инфраструктуры, установленные нормативными правовыми актами Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК России).  6.3.3 УВК должны соответствовать следующим общим требованиям:  - программное обеспечение УВК должно предусматривать выполнение всех функций вторичного регулирования, указанных в 6.1.1, а также обеспечивать взаимодействие с другими УВК;  - в УВК должны использоваться интегральные (пропорционально-интегральные) регуляторы, работающие в режиме реального времени с заданным циклом;  - функционирование алгоритмов УВК должно осуществляться циклически не реже одного раза в секунду;  - должно быть обеспечено непрерывное круглосуточное функционирование УВК (24 часа в сутки, 7 дней в неделю);  - коэффициент готовности программно-технических средств УВК должен быть не менее 0,9999 в год;  - должна быть обеспечена фиксация неисправности каналов связи, нарушений при передаче информации;  - должна быть обеспечена защита от потери информации о заданной настройке УВК после программных и аппаратных сбоев, в том числе при потере питания.  6.3.4 Каналы связи для взаимодействия УВК и станционных устройств АРЧМ должны соответствовать следующим общим требованиям:  - должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации;  - коэффициент готовности одного канала связи должен быть не ниже 0,99 в год.  6.3.5 Средства измерения параметров электроэнергетического режима, используемых в УВК, и каналы связи для их передачи в диспетчерские центры должны соответствовать следующим общим требованиям:  - передача информации о параметрах электроэнергетического режима с объектов электроэнергетики до диспетчерских центров должна производиться циклически не реже одного раза в секунду;  - время передачи информации о параметрах электроэнергетического режима с объектов электроэнергетики до диспетчерских центров не должно превышать 1 с;  - измерения частоты, используемые для вторичного регулирования, должны производиться датчиками, подключенными к сети переменного тока собственных нужд соответствующего диспетчерского центра, имеющей синхронную связь с энергосистемой без перевода на систему гарантированного питания, или с датчиков, установленных на секциях шин электростанций или подстанций;  - частота должна измеряться с периодом усреднения 1 с при точности не хуже 0,001 Гц, измерения частоты должны дублироваться с разных объектов электроэнергетики;  - активная мощность электростанций и/или энергоблоков, перетоков активной мощности по линиям электропередачи и оборудованию должна измеряться цифровыми датчиками мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5;  - датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую мощность с периодом усреднения 1 с;  - измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;  - измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика;  - коэффициент готовности канала связи для передачи информации должен быть не ниже 0,98 в год.  6.3.6 Станционные устройства АРЧМ должны соответствовать следующим общим требованиям:  - должно быть обеспечено непрерывное круглосуточное функционирование станционных устройств АРЧМ (24 часа в сутки, 7 дней в неделю);  - коэффициент готовности программно-технических средств должен быть не менее 0,9999 в год;  - должна быть обеспечена фиксация неисправности каналов связи, нарушений при передаче информации;  - время от момента получения станционным устройством АРЧМ задания вторичной мощности до момента формирования САУ ГА (САУМ) задания на соответствующее изменение активной мощности генерирующего оборудования не должно превышать 2 с.  6.3.7 Дополнительно системы ГРАМ, САУМ должны соответствовать следующим требованиям:  - функционирование ГРАМ, САУМ должно осуществляться циклически не реже одного раза в секунду;  - должна быть обеспечена защита от потери настроек ГРАМ, САУМ после программных и аппаратных сбоев, втом числе при потере питания;  - должна быть обеспечена защита от реализации ложных команд автоматического вторичного регулирования.  6.4 Требования к автоматическому астатическому регулированию частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы)  6.4.1 Системы автоматического регулирования генерирующего оборудования электростанций, выполняющих астатическое регулирование частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы), должны обеспечивать возможность работы в следующих двух режимах:  -режиме регулирования заданного значения активной мощности с коррекцией по частоте;  -режиме астатического регулирования заданного значения частоты в энергосистеме (части энер- госистемы).  6.4.2 Системы автоматического регулирования генерирующего оборудования электростанций, выполняющих астатическое регулирование частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы), должны обеспечивать:  -безударное переключение оперативным персоналом электростанции из режима регулирования мощности с коррекцией по частоте в режим астатического регулирования частоты и обратно;  -возможность ввода внешнего сигнала задания вторичной мощности при работе в режиме регу- лирования мощности с коррекцией по частоте.  6.4.3 Система автоматического регулирования генерирующего оборудования в режиме регули- рования активной мощности с коррекцией по частоте должна обеспечивать выполнение требований, указанных в 5.1.  6.4.4 Система автоматического регулирования генерирующего оборудования в режиме астатического регулирования частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы) должна обеспечивать возможность:  -изменения нагрузки генерирующего оборудования в полностью автоматическом режиме в пределах регулировочного диапазона генерирующего оборудования;  - устойчивого процесса регулирования без возникновения незатухающих колебаний частоты и активной мощности;  -изменения оперативным персоналом электростанции заданного значения частоты (уставки по частоте) в пределах от 49,6 до 50,4 Гц без вывода системы автоматического регулирования из работы;  -изменения оперативным персоналом электростанции величины «мертвой полосы» по частоте относительно ее заданного значения в диапазоне от 0 (минимально возможного значения) до ±0,2 Гц с шагом не более 0,005 Гц.  6.4.5 Генерирующее оборудование при работе его системы автоматического регулирования в режиме автоматического астатического регулирования частоты должно изменять активную мощность в пределах регулировочного диапазона неограниченное количество циклов со следующей скоростью:  -для ТЭС с ПГУ и ГТУ — не менее 8 % установленной (номинальной) мощности в минуту;  -для ГЭС — до 40 % установленной (номинальной) мощности в минуту.  6.4.6 Выполнение требований, указанных в 6.4.2 и 6.4.4, должно быть подтверждено результатами испытаний по программе, согласованной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электро- энергетике.  **7 Третичное регулирование**  7.1 Третичное регулирование должно осуществляться для поддержания заданных величин резервов вторичного регулирования, их восстановления в процессе регулирования частоты и перетоков активной мощности.  7.2 Для третичного регулирования должны использоваться:  - пуск-останов гидрогенераторов;  - пуск-останов, перевод в генераторный или насосный режим гидроагрегатов ГАЭС;  - загрузка (разгрузка) энергоблоков ТЭС;  - загрузка (разгрузка) агрегатов ПГУ;  - загрузка (разгрузка) энергоблоков АЭС.  7.3 Объемы резервов третичного регулирования, размещаемые субъектом оперативно- диспетчерского управления в электроэнергетике, должны быть достаточными для восстановления резервов вторичного регулирования.  7.4 При планировании величин и мест размещения резервов третичного регулирования должна учитываться пропускная способность контролируемых сечений.  7.5 Временной регламент использования резерва третичного регулирования должен исключать полное исчерпание резерва вторичного регулирования.  **8 Коррекция синхронного времени**  8.1 В процессе управления электро- энергетическим режимом возникающие отклонения среднего значения частоты от номинального значения на заданном интервале времени приводят к отклонению синхронного (электрического) времени от астрономического.  8.2 В синхронной зоне в целях контроля и ограничения отклонения (ошибки) синхронного времени от астрономического времени должна производиться коррекция синхронного времени.  8.3 Отклонение синхронного времени ДТ, с, от астрономического на текущий момент нарастающим итогом за сутки, месяц, год определяется по формуле  п  image3 (8.1)  где п - количество интервалов ∆t в расчетном периоде (сутки, месяц, год);  Af, — отклонение среднего значения частоты от номинальной на заданном интервале  времени;  At =1 С.  8.4 Контроль за отклонением синхронного времени от астрономического в ЕЭС России осуществляет системный оператор, а в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах- соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  8.5 Во временно выделенных на изолированную работу энергосистемах, энергорайонах (энергоузлах) контроль за отклонением синхронного времени от астрономического не производится.  8.6 В первой синхронной зоне ЕЭС России порядок коррекции синхронного времени должен устанавливаться в соответствии с совместными согласованными решениями системного оператора и организаций, осуществляющих функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах, входящих в синхронную зону.  8.7 Во второй синхронной зоне ЕЭС России и технологически изолированных территориаль- ных электроэнергетических системах коррекция синхронного времени производится системным оператором и соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  8.8 Допустимый диапазон отклонения синхронного времени от астрономического в первой синхронной зоне в ЕЭС России должен составлять не более ±30 с, во второй синхронной зоне ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах не более ±60 с.  **9 Мониторинг регулирования частоты и перетоков активной мощности**  9.1 Мониторинг участия генерирующего оборудования в первичном и автоматическом вторичном регулировании  9.1.1 На всех электростанциях должен быть обеспечен мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, а на электростанциях, участвующих в НПРЧ и автоматическом вторичном регулировании - мониторинг участия в указанных видах регулирования.  9.1.2 Субъекг оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должен обеспечить мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, НПРЧ и автоматическом вторичном регулировании.  9.1.3 Персонал электростанций осуществляет мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ и НПРЧ путем сопоставления текущего отклонения активной мощности от заданного значения со значением требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты согласно 5.1.14.  9.1.4 Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ и НПРЧ на электростанциях должно быть обеспечено:  - измерение частоты вращения турбины с точностью не хуже 0,05 Гц для ОПРЧ и не хуже 0,01 Гц для НПРЧ;  - измерение активной мощности генерирующего оборудования датчиками активной мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5S при соблюдении следующих условий:  а) датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с периодом усреднения 1 с;  б) измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;  в) измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика.  9.1.5 Электростанции, участвующие в НПРЧ, должны иметь устройства системы мониторинга, регистрирующие параметры, необходимые для мониторинга участия генерирующего оборудования в НПРЧ, с возможностью передачи архивов зарегистрированных параметров в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  9.1.6 Требования к устройствам системы мониторинга, объему регистрируемых параметров, необходимых для мониторинга участия генерирующего оборудования в НПРЧ, устанавливаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  9.1.7 Мониторинг участия генерирующего оборудования в НПРЧ осушествляет субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с использованием данных системы мониторинга путем сопоставления реализованной первичной мощности со значением требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты.  9.1.8 Мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для случаев отклонения частоты от номинальной на ±0,2 Гц и более.  9.1.9 Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляет мониторинг участия генерирующего оборудования в автоматическом вторичном регулировании путем сопоставления текущего отклонения активной мощности от заданного значения со значением задания вторичной мощности от УВК.  9.1.10 Для мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, НПРЧ и автоматическом вторичном регулировании в диспетчерских центрах субъектов оперативно- диспетчерского управления в электроэнергетике должны осуществляться фиксация и хранение с привязкой к астрономическому времени:  - измерений частоты с объектов электроэнергетики;  - измерений активной мощности генерирующего оборудования;  - заданий вторичной мощности от УВК на регулирующие объекты.  **9.2 Контроль качества регулирования частоты в энергосистеме**  9.2.1 Субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны:  - контролировать качество регулирования частоты в энергосистеме;  - определять фактическую крутизну СЧХ областей регулирования и синхронных зон.  9.2.2 Дпя контроля качества регулирования частоты в энергосистеме в диспетчерских центрах субъектов оперативно-диспетчерского управления в элекгроэнергетике должны осуществляться регистрация и хранение с привязкой к астрономическому времени:  - измерений частоты в энергосистеме;  - измерений перетоков активной мощности по связям, определяющим границы областей регулирования.  9.2.3 На основе сохраненных измерений частоты субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны определяться:  - максимальные и минимальные мгновенные значения частоты за календарные сутки, месяц, год; дата и время их фиксации;  - средние значения частоты на интервалах20 с, 15 мин, 30 мин, 1 ч, одни сутки, один месяц;  - максимальные (положительные и отрицательные) отклонения квазиустановившихся значений частоты от номинальной за календарные сутки, месяц, год; дата и время их фиксации;  - суммарное время отклонения за календарные сутки, месяц, год квазиустановившихся значений частоты от номинальной, рассчитанное для следующих диапазонов:  - от 49,800 до 50,200 Гц включительно;  - от 50,201 до 50,400 Гц включительно и от 49,979 до 49,600 Гц включительно;  - свыше 50,400 Гц и менее 49,600 Гц.  - для первой синхронной зоны ЕЭС России дополнительно должно определяться:  а) время нахождения частоты в диапазоне от 49,950 до 50,050 Гц;  б) время возврата частоты в пределы от 49,950 до 50,050 Гц для случаев ее выхода за указанный диапазон.  9.2.4 Субъекгы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны определять фактические значения крутизны СЧХ областей регулирования и синхронных зон для каждого случая небаланса активной мощности, приводящих к отклонению частоты в синхронной зоне на 0,05 Гц и более.  9.2.5 Крутизна СЧХ областей регулирования, кроме той, в пределах которой зафиксирован небаланс активной мощности, <т, МВт/Гц, определяется по формуле  *A*Рс (9.1)  где ДРС = Рс-Рс0 - изменение внешнего перетока области регулирования (положительно при увеличении приема активной мощности), МВт,  где Рс - квазиустановившееся значение внешнего перетока области регулирования (на интервале от 10 до 30 с после возникновения небаланса активной мощности), МВт;  Рсо - квазиустановившееся значение внешнего перетока области регулирования до возникновения небаланса активной мощности, МВт;  Af = f - f0 - изменение частоты, Гц,  где f-квазиустановившееся значение частоты (на интервале от 10 до 30 с после возникновения небаланса активной мощности), Гц;  f0 - квазиустановившееся значение частоты до возникновения небаланса активной мощности, Гц.  9.2.6 Крутизна СЧХ области регулирования, в пределах которой зафиксирован небаланс активной мощности, сг, МВт/Гц, определяется по формуле  <j = А/ (9.2)  где ДРнб - небаланс активной мощности области регулирования, МВт; ДРС и Af - см. пояснения к формуле (9.1).  9.2.7 Крутизна СЧХ синхронной зоны определяется по формуле (9.2), при этом ДРС принимается равным нулю.  9.2.8 Для подтверждения рассчитанных значений фактической крутизны СЧХ областей регулирования, определения степени влияния на крутизну СЧХ участия генерирующего оборудования в ОПРЧ и НПРЧ, не реже одного раза в 5 лет системным оператором должно быть организовано проведение системных испытаний (экспериментов) в первой синхронной зоне ЕЭС России. | **1 Хамрах хүрээ**  1.1 Энэхүү стандарт нь системийн удирлагын оператор болон технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект, (цаашид эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект гэх) өмчлөгч ба бусад хууль ёсны эзэмшигч (цаашид өмчлөгч) -ийн дагаж мөрдөх норм, шаардлагыг тогтооно.  Мөн энэхүү стандарт нь цахилгаан станц болон аж ахуйн нэгжийн цахилгаан сүлжээний байгууламж (цаашид эрчим хүчний байгууламжийн өмчлөгч гэх), эрчим хүчний нэгдсэн систем болон бусад технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн эрчим хүчний системийн бодит чадлын урсгал болон цахилгаан гүйдлийн давтамжийн тохируулгын процессийг гүйцэтгэх байгууллагуудад хамаарна.    1.2 Энэхүү стандарт нь ЭХНС болон бусад технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн эрчим хүчний системд тавигдах шаардлагуудыг тодорхойлно. Үүнд:  - цахилгаан гүйдлийн давтамж ба бодит чадлын урсгалыг тохируулахад;  - Цахилгаан гүйдлийн давтамж болон бодит чадлын урсгалыг тохируулах, төлөвлөх үед эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектэд болон цахилгаан эрчим хүчний байгууламжуудын өмчлөгч нарт;  - цахилгаан гүйдлийн давтамж ба бодит чадлын урсгалын тохируулагад оролцдог үүсгүүрийн тоноглолуудад.   * 1. Энэхүү стандартын шаардлагуудыг эрчим хүчний байгууламжийг барих, сэргээн босгох, шинэчлэх, давтамж болон бодит чадлын урсгалын тохируулгын системийн боловсруулалт хийдэг зураг төсөл боловсруулагчид, эрдэм шинжилгээ судалгааны ажилтнууд болон бусад байгууллагууд баримтлан ажиллах ёстой.   **2 Нэр томьёо, тодорхойлолт**  Энэхүү стандартад дараах нэр томъёо, тодорхойлолтыг хэрэглэнэ.  2.1 тохируулгын бүсийн гаднах урсгал:  Синхрон бүсийн зэргэлдээх хэсгүүдтэй холбогдож байгаа тохируулгын бүс дэх бүх холболтууд эсвэл холболтуудын тодорхой хэсгүүдийн бодит чадлын урсгалын алгебрийн нийлбэр (урсгалын тэнцэл)-ийг хэлнэ.  2.2 хоёрдогч чадал:  Хоёрдогч тохируулгын үеийн үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын өөрчлөлтийн хэмжээ.  2.3 давтамж болон бодит чадлын урсгалын хоёрдогч тохируулга (хоёрдогч тохируулга):  Тохируулгын бүсийн гаднах урсгалын өгөгдсөн утга буюу давтамжийн өгөгдсөн утгыг сэргээхийн тулд үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлыг автоматаар эсвэл оператор өөрчлөх процесс.    2.4 Эрчим хүчний системийн албадмал горим: Хэвийн горим дахь тогтворжилтын нөөц багасах болон аваарын дараах горимд тогтворжилт алдагдаж болзошгүй нөхцлийн үеийн цахилгаан эрчим хүчний системийн горим  2.5 анхдагч тохируулгын үл мэдрэх зурвас:    Турбины эргэлтийн давтамжийн дурын чиглэлд, түүний анхны утгуудын аль нэгээс өөрчлөгдөх өөрчлөлтийн хамгийн их хэмжээ бөгөөд энэ үед анхдагч тохируулгад үүсгүүрийн тоноглолын оролцоог баталгаагүй болгоно.  Анхдагч тохируулгын үл мэдрэх зурвас нь турбины эргэлтийн давтамжийн хэмжилтийн хамгийн их алдаа болон анхдагч тохируулагчийн үл мэдрэх байдлаас бүрддэг.  2.6 Параметрийн квази-тогтворжилтын утга:  Параметрийн утгын 20 секундын хугацааны интервалтай дундажлал.  2.7 хяналтын хэсэг /хэсэг/:  Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект диспетчерийн үндэсний төвөөс тодорхойлсон цахилгаан дамжуулах шугам болон бусад сүлжээний элементүүдийн багц, цахилгаан дамжуулах шугам, тоног төхөөрөмжүүдийн зөвшөөрөгдөх ажлын горим, эрчим хүчний системийн тогтворжилтыг хангах зорилгоор бодит чадлын урсгалыг хянах эсвэл тохируулдаг хэсэг .  2.8 давтамжийн залруулга:  Давтамжийн хазайлтаас үндэслэсэн утгыг өгөгдсөн утгатай харьцуулахад гарсан тохируулгын параметрын өөрчлөлтийн хэмжээ (үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн бодит чадал, тохируулгын бүсийн гаднах урсгал).  2.9 давтамжийн залруулгын коэффициент:  Тохируулгын бүсэд зориулсан нийлбэр анхдагч чадлын шугаман хамаарлын коэффициент ба давтамжийн өөрчлөлтөөс болсон тохируулгын бүсийн хэрэглээний чадлын өөрчлөлт.  2.10 давтамжийн үзүүлэлтийн статик эгцрэл (C4X налуу):  Давтамжийн өөрчлөлтөөс үүссэн тохируулгын бүсийн хэрэглээний чадлын өөрчлөлт ба анхдагч чадлын нийлбэрээс хамаарсан шугаман хамаарлын коэффицент.  2.11 Анхдагч тохируулгын «үхмэл зурвас»:  Анхдагч тохируулга шаардагдаггүй үед давтамж хэвийн утгаас хазайсан хазайлтын өгөгдсөн утга.  Давтамжийн утга өгөгдсөн үед анхдагч тохируулгын «үхмэл зурвас»-ын хамгийн бага утга нь анхдагч тохируулгын үл мэдрэх зурвастай тэнцүү байна.    2.12 тохируулгын бүсийн чадлын балансгүйжилт:  Тохируулгын бүсэд бодит чадлын төлөвлөсөн балансаас ямар нэгэн шалтгаанаар хазайсан хазайлт бөгөөд синхрон бүсэд өгөгдсөн утгаас давтамж хазайх болон өгөгдсөн тохируулгын бүсэд гаднах урсгал давтамжийн залруулгатай өгөгдсөн утгаас хазайх зэрэг үүдлийг бий болгодог.  2.13 бие даасан холбооны суваг:  Ерөнхий шалтгаанаар (ажиллахгүй болсон) холбооны сувгууд нэгэн зэрэг саатах татгалзах (ажиллаас гарах) боломжийг үгүйсгэдэг байгууллага, оруулахгүйгээр хийгдсэн холбооны сувгууд.  2.14 Чадлын хэвийн бус хазайлт:  Эрчим хүчний системийн хэвийн ажлын горимд төлөвлөсөн утгаас тохируулгын бүсийн бодит чадлын бодит балансын хазайх хазайлт бөгөөд, бодит чадлын хэрэглээнд урьдчилан таамаглах боломжгүй өөрчлөлт болон автомат тохируулагчийн үйлчлэлийн үед төлөвлөсөн утгаас үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадал хазайх үүдлийг бий болгодог.  2.15 хэвийн давтамж:  Давтамжийн утга нь 50 Гц.  2.16 Эрчим хүчний системийн хэвийн горим: Эрчим хүчний системийн цахилгаан эрчим хүчний горим бөгөөд энэ үед эрчим хүчний системийн горимын техникийн параметрүүдийн утгууд нь урт хугацааны туршид зөвшөөрөгдөх утгын хязгаарт багтсан байх ба чадлын норматив шуурхай ажилллагааны нөөцтэй байх болон цахилгаан станцуудад цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн цахилгаан байгууламжуудыг эрчим хүчээр хангах түлшний нөөцтэй байлгах.  2.17 Давтамжийн нормчилсан анхдагч тохируулга: Давтамжийн нормчилсан анхдагч тохируулгад зориулсан нөхцлүүдтэй (параметрууд), анхдагч тохируулгын өгөгдсөн нөөцийн хязгаарт зориулалтын үүсгүүрийн тоноглолоор гүйцэтгэдэг анхдагч тохируулга  2.18 тохируулгын бүс:  Давтамжийн тохируулга хийгддэг синхрон бүс эсвэл бодит чадлын гаднах урсгалын тохируулга хийгддэг синхрон бүсийн хэсгийг хэлнэ.  2.19. давтамжийн ерөнхий анхдагч тохируулга: Давтамжийн ерөнхий анхдагч тохируулгад зориулсан нөхцлүүдтэй (параметрууд) анхдагч тохируулгын тухайн үеийн нөөцийн хязгаарт үүсгүүрийн тоноглолоор гүйцэтгэдэг анхдагч тохируулга".      2.20 анхдагч чадал:  Анхдагч тохируулгын үеийн үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын өөрчлөлтийн хэмжээ.  2.21 давтамжийн анхдагч тохируулга (анхдагч тохируулга):  Анхдагч тохируулагчийн үйлчлэлээр үүсгүүрийн тоноглолын чадлыг автоматаар өөрчлөх процесс бөгөөд давтамжийн өөрчлөлтийг бий болгох ба энэ өөрчлөлтийг бууруулахад чиглэгддэг.    2.22 анхдагч тохируулагчууд:  Турбины эргэлтийн давтамжийг болон бодит чадлыг автоматаар тохируулах ба үүсгүүрийн тоноглолын анхдагч тохируулгын нөхцлүүдийг хангаж өгдөг.    2.23 чадлын тооцоолсон балансгүйжилт: Анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохируулгын нөөцийг тооцоолоход ашигладаг тохируулгын норматив савлалтын үр дүнд тохируулгын бүсэд үүсч болзошгүй бодит чадлын балансгүйжилтийн хамгийн их утга.  2.24 тохируулгын завсар:  Үүсгүүрийн тоноглолын параметрүүд нь зөвшөөрөгдөх хязгаарт багтаж байгаа үед, түүний ашиглалтын хэвийн нөхцөлд, үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын зөвшөөрөгдөх ачааллын хязгаарын хэмжээ.  2.25 Хоёрдогч тохируулгын нөөц:  Хоёрдогч тохируулгад ашигладаг үүсгүүрийн тоноглолын ачаалалаа нэмэгдүүлэх буюу бууруулах (тус бүрийн ачаалал нэмэгдүүлэх буюу бууруулах нөөц) тохируулгын завсарын хэсэг.  2.26 анхдагч тохируулгын нөөц:  Өгөгдсөн утгатай харьцуулсан давтамж буурах буюу өсөх үед хамаарах ачаалалаа нэмэгдүүлэх буюу бууруулах үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын өөрчлөлтийг баталгаажуулсан хамгийн их утга    2.27 Гуравдагч тохируулгын нөөц:  Гуравдагч тохируулгад зориулан хэрэглэдэг үүсгүүрийн тоноглолын ачаалалаа нэмэгдүлэх буюу бууруулах завсарын (ачаалалаа нэмэгдүүлэх буюу бууруулах нөөцөд хамаарах) тохируулгын хэсэг.    2.28 холболт (цахилгаан сүлжээнд):  Эрчим хүчний системийн хоёр хэсгүүд нь холбогдсон [цахилгаан дамжуулах шугам, трансформатор, шинийн систем (секцүүд), сэлгэн залгах аппаратууд] цахилгаан сүлжээний элементүүдийн дарааллыг хэлнэ.  2.29 хэсэг (цахилгаан сүлжээнд):  Нэг буюу хэд хэдэн холболтын сүлжээний элементүүдийн багц.  2.30 синхрон бүс:  Цахилгаан гүйдлийн ерөнхий нэг давтамжтай бүх синхрон ажиллаж байгаа үүсгүүрийн тоноглолын болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авах байгууламжуудын багцийг хэлнэ.  2.31 ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүс:  Төвийн эрчим хүчний систем.  2.32 Монгол Улсын ЭХНС-ийн хоёрдугаар синхрон бүс: Баруун бүсийн эрчим хүчний систем    2.33 анхдагч тохируулгын уналт:  Давтамжийн өөрчлөлтөөс турбины эргэлтийн давтамжийн тохируулгын нөлөөн дор (чадлын тохируулагч) үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын өөрчлөлтийн хамаарлыг тодорхойлдог коэффициент.    2.34 чадлын гуравдагч тохируулга (гуравдагч тохируулга): Хоёрдогч тохируулгын нөөцийг сэргээх зорилгоор үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлыг өөрчлөх процесс.      2.35 давтамж:  Цахилгаан гүйдлийн давтамжийн утга.  2.36 давтамжийн автомат астатик тохируулга:  давтамжийн өгөгдсөн утгыг хадгалах ажлыг зөвхөн цахилгаан станцын (ДЦС-ын цахилгаан блокны БЧАУС, БЧБТС УЦС) үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын автомат удирдлагын системээр гүйцэтгэдэг хоёрдогч тохируулгын хэлбэр юм.)    **3 Товчлол**  Энэхүү стандартад дараах товчлолуудыг ашигласан болно.  ДБЧУТА –давтамж ба бодит чадлын урсгалын автомат тохируулга;  АЦС - атомын цахилгаан станц;  ГA - гидроагрегат;  УЦЦС– усан цэнэгт цахилгаан станц;  БЧБТС – бодит чадлын бүлэг тохируулгын систем;  УЦС - усан цахилгаан станц;  ОХУ ЭХНС- ОХУ-ын эрчим хүчний нэгдсэн систем;  ДАТН - давтамжийн анхдагч тохируулгын нормчлал;  ДЕАТ –давтамжийн ерөнхий анхдагч тохируулга;  ЭХНС - эрчим хүчний нэгдсэн систем;  УХТ – уур-хийн төхөөрөмж;  УТТ – уур-турбин төхөөрөмж;  АУС -автомат удирдлагын систем;  БЧАУС - ДЦС, АЦС-ын эрчим хүчний цахилгаан блокны бодит чадлыг автоматаар удирдах систем;  ДСҮ - давтамжийн статик үзүүлэлт;  ДЦС - дулааны цахилгаан станц;  ТУИБ-тооцоолох удирдлагын иж бүрдэл  ТЗС ДБЧУАТ - ДБЧУТА төв зохицуулалтын систем;  ТС ДБЧУТА - ДБЧУТА төвлөрсөн систем ;  БНЭХС –бүс нутгийн эрчим хүчний систем.  **4 Бодит чадлын урсгал болон давтамжийн тохируулгад тавигдах ерөнхий шаардлага**  4.1 ЭХНС болон технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн эрчим хүчний системд бодит чадлын урсгал болон давтамжийг энэ стандартын шаардлагад заасан хязгаарт байлгах болон хяналтын хэсгүүдэд бодит чадлын урсгалыг диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн тодорхойлсон хамгийн их зөвшөөрөгдөх хэмжээнд барьж байхын тулд цахилгаан эрчим хүчний горимд байнгын тохируулгыг хийж байх ёстой.  4.2 Бодит чадлын урсгал болон давтамжийн цахилгаан эрчим хүчний горимыг тохируулахад дараахь нөхцлүүдийг ашиглаж гүйцэтгэх ёстой:  - давтамжийн анхдагч тохируулга нь өөртөө , давтамжийн ерөнхий анхдагч тохируулга болон давтамжийн нормчилсан анхдагч тохируулгыг хамруулдаг байх  - бодит чадлын урсгал болон давтамжийн хоёрдогч тохируулга нь өөртөө давтамжийн хоёрдогч тохируулга (давтамжийн астатик автомат тохируулга орно), бодит чадлын урсгалын хоёрдогч тохируулга (давтамжийн залруулгатай нь орно), цахилгаан сүлжээний хяналтын хэсгүүд дэх бодит чадлын урсгалын хязгаарлалтыг тус тус хамруулдаг байх;  - бодит чадлын гуравдагч тохируулгыг;  4.3 ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсэд дараах нөхцлүүд хангагдаж байх ёстой.  -15 минутаас ихгүй хугацаанд (50.00+0.05) хүртэлх түвшинд сэргээх боломжтой давтамжтай, давтамжийн утгуудын зөвшөө- рөгдөх хэмжээ нь (50.0+0.2) Гц хязгаар дотор байх үед квази-тогтворжилтийн давтамжийн утгууд (50.00+0.05) Гц хязгаарт байна;  - бодит чадлын урсгал хяналтын хэсгүүдэд зөвшөөрөгдөх утгын хязгаарт байх.  4.4 ЭХНС-ийн хоёрдугаар синхрон бүсэд, технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн цахилгаан эрчим хүчний систем, ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсээс тусгаарлагдсан ажиллагаанд түр хугацаагаар шилжсэн эрчим хүчний муж (эрчим хүчний зангилаанууд), тэрчлэн албадмал горимд ажиллаж байгаа үед ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсэд дараахь нөхцлүүд хангагдаж байх ёстой.  - (50.0 ± 0.2) Гц-ийн доторх давтамжийн квазитогтворжилтын утгууд нь хоногийн цагийн 95-аас багагүй хувьд (50.0 ± 0.4) Гц-ийн утгаас хэтрэхгүйгээр, 72 минутаас хэтрэхгүй тогтоосон хугацааны дотор давтамжийн сэргэлттэй байх;  - бодит чадлын урсгал хяналтын хэсгүүдэд зөвшөөрөгдөх хязгаарт байх ».  4.5 Эрчим хүчний системийн хэвийн горимд автомат хоёрдогч тохируулгыг ашиглан давтамжийг тохируулахдаа дараах нөхцлийг хангана.  - ЭХНС -ийн анхдугаар ба хоёрдугаар синхрон бүсэд өдрийн аль ч цагт давтамжийн утгын дундаж (50.00 + 0.01) Гц хязгаарт байх;  - технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн цахилгаан эрчим хүчний системд өдрийн аль ч цагт давтамжийн утгын дундаж (50.00±0.05) Гц байх.  4.6 эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээр батлагдсан эрчим хүчний системийн цахилгаан хэсгийн хэвийн горимын зөрчлийг арилгах болон тогтворжуулах аюулгүй ажиллагааны шаардлагууд  4.7 Хяналтын хэсэг дэх бодит чадлын урсгалын хязгаарлалт автоматаар хийгдсэн бол урсгалын зөвшөөрөгдөх хамгийн их хэмжээнээс хэтэрсэн хэмжээг 5 минутаас илүүгүй хугацаанд арилгах ёстой.  Хяналтын хэсэгт бодит чадлын урсгалыг хязгаарлах ажлыг шуурхай горимоор хийх үед урсгалын зөвшөөрөгдөх хамгийн их хэмжээнээс хэтэрсэн хэмжээг, эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээр батлагдсан эрчим хүчний системийн цахилгаан хэсгийн хэвийн горимын зөрчлийг арилгах, боловсруулалт хийх аюулгүй ажиллагааны шаардлагын дагуу арилгах ёстой.  4.8 Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь давтамж болон бодит чадлын урсгалыг тохируулахын тулд дараах нөхцлүүдийг хангасан байх ёстой.  - тохируулгын бүсийг тодорхойлох;  - эрчим хүчний горимыг төлөвлөхдөө анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохируулгын нөөцийг хуваарилах;  - хэвийн анхдагч ба автомат хоёрдогч тохируулгад оролцох янз бүрийн төрлийн үүсгүүрийн тоноглолд тавигдах шаардлагыг тодорхойлох;  -бодит чадлын урсгалыг хязгаарлах шаардлагатай хяналтын хэсгүүдэд (тэдгээрийн зөвшөөрөгдөх хамгийн их урсгалыг тодорхойлох) болон / эсвэл бодит чадлын урсгалыг тохируулах шаардлагатай хяналтын хэсгүүдийг тодорхойлох;  - энэхүү стандартын шаардлагын үндсэн дээр холбогдох диспетчерийн төвүүдийн үйл ажиллагааны бүс дэх ТС (ТЗС) ДБЧУАТ-ын  бүтэц, чиг үүргийг тодорхойлох;  - холбогдох диспетчерийн төвүүдийн үйл ажиллагааны бүсэд ТС (ТЗС) ДБЧУАТ бий болгохын тулд эрчим хүчний субъектүүдийн үйл ажиллагааг зохицуулах болон эрчим хүчний байгууламжийн шуурхай үйлчилгээний хэсгүүдэд ТС (ТЗС) ДБЧУАТ -ын ашиглалтыг цохицуулах ;  - холбогдох диспетчерийн төвүүдийн үйл ажиллагааны бүсэд анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохируулгад үүсгүүрийн тоноглолын оролцоог хянах системийг бий болгохын тулд эрчим хүчний субъектүүдийн үйл ажиллагааг зохицуулах;  - ТС (ТЗС) ДБЧУАТ-ын удирдах, тооцоолох иж бүрдлүүд болон диспетчерийн төвүүдэд суурилуулсан анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохируулгад үүсгүүрийн тоноглолын оролцоог хянах системийн үйл ажиллагааны ашиглалт.  4.9 Эрчим хүчний диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектууд нь цахилгаан гүйдлийн давтамжийн нэрлэсэн утгын хувьд бодит чадлын балансыг төлөвлөх ёстой.  4.10 Бодит чадлын урсгал болон давтамжийг тохируулахын тулд цахилгаан станцын удирдлага дараах нөхцлийг хангана.  - цахилгаан станцуудад үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын автомат удирдлагын систем бий болгох, ажиллуулах;  - эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс тогтоосон үүсгүүрийн тоноглолын анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохируулгын нөөцийг хадгалах;  - нөөцийг автомат горимоор эсвэл эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн диспетчерийн командын дагуу хэрэгжүүлэхэд үүсгүүрийн тоноглолын бэлэн байдал;  - анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохируулгад үүсгүүрийн тоноглолын оролцоог хянах төхөөрөмжийг цахилгаан станцуудад нэвтрүүлэх, ажиллуулах;  - ТС (ТЗС) ДБЧУАТ болон анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохируулгад үүсгүүрийн тоноглолын оролцоог хянах хяналтын системийн ажилллагааг хангахын тулд эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн диспетчерийн төвүүдтэй холбогдох холбооны сувгийг зохион байгуулах, ашиглах  4.11 Үүсгүүрийн тоноглолын төхөөрөмжийг ашиглаж эрчим хүчний горимыг давтамж болон бодит чадлын урсгалаар тохируулах нь аюулгүй ажиллагаа хангагдсан нөхцөлд зөвхөн зөвшөөрөгдсөн ажлын горимын хүрээнд, үүсгүүрийн тоноглолын боломжит тохируулгын чадавхийн хязгаарт хийгдэх ёстой.  4.12 Төрөл тус бүрт тавигдах шаардлагыг хангасан нөхцөлд бүх төрлийн тохируулгад үүсгүүрийн тоноглолыг нэгэн зэрэг оролцуулахыг зөвшөөрнө.  4.13 Цахилгаан сүлжээнд технологийн холболт хийх техникийн нөхцөл, төслийн баримт бичиг буюу үүсгүүрийн тоноглолуудын норматив эрх зүйн актуудаар тодорхойлогддог ЭХНС-ээс удаан хугацаагаар тусгаарлагдан ажиллахаар хуваарилагдсан [цаашид –тусгаарлагдсан эрчим хүчний систем (эрчим хүчний системийн хэсэг)], технологийн хувьд тусгаарлагдсан эрчим хүчний бүс нутгийн систем буюу эрчим хүчний бүс нутгийн системд (системийн хэсэгт), давтамжийн автомат астатик тохируулгыг хангах шинээр нэвтрүүлсэн үүсгүүрийн тоноглолууд нь 6.4-р заалтад заасан шаардлагуудыг биелүүлж байх ёстой .  **5 Анхдагч тохируулга**  **5.1 Ерөнхий шаардлага**  5.1.1.Цахилгаан станцуудын аюулгүй ажиллагааг хангахын тулд давтамжийн хэвийн утгаас хазайсан хазайлтыг хязгаарлах, аваарийн автоматикийн үйлчлэлээр цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн цахилгаан хүлээн авах байгууламжийг таслах эрсдэлийг багасгах зорилгоор анхдагч тохируулгыг хийх ёстой.  5.1.2 ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсийг багтаасан синхрон бүсэд анхдагч тохируулгаар тооцоолсоноос ихгүй бодит чадлын балансгүйжилт үүсэх тохиолдол нь богино хугацааны динамик давтамжийн хазайлтыг (50.0 ± 0.8) Гц-ээс ихгүй хязгаарт барих нөхцлийг хангах ёстой.  5.1.3 ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсэд тооцоолсон балансгүйжилтийн утга нь норматив савлалтын үед үүсгүүрийн тоноглолын эсвэл хэрэглэгчдийн цахилгаан байгууламжийн аваарын тасалдалтай холбоотой бодит чадлын балансгүйжилтийн хамгийн их утгатай тохирч байх ёстой.  Тооцоолсон балансгүйжилтийн утгыг ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсийг багтаасан синхрон бүсэд багтаж байгаа гадаад улсын эрчим хүчний системд диспетчерийн шуурхай удирдлагын үүргийг гүйцэтгэдэг системийн оператор болон байгууллагуудын хооронд тохиролцсон шийдвэрийн дагуу өөрчилж болно.  5.1.4 -ын ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсийг багтаасан синхрон бүсэд орох бүх эрчим хүчний системийн хувьд анхдагч тохируулгын хамтарсан үйл ажиллагааны үр дүнд 5.1.2-т заасан шаардлагын хэмжээнд хүрэх ёстой.  5.1.5 РБМК болон БН төрлийн реактор бүхий АЦС-ын эрчим хүчний нэгжээс бусад бүх үүсгүүрийн тоноглолын ДЕАТ -д оролцох ёстой.  5.1.6. 5.2-т заасан шинж чанар, тохируулгатай ДАТН -ийн тогтоосон нөөцийн хязгаарт баталгаат анхдагч тохиргоог хангадаг тусгай зориулалтын цахилгаан станцууд (эрчим хүчний нэгжүүд)-ээр ДАТН -ыг гүйцэтгэх ёстой.  5.1.7 Тохируулгын бүст үүсгүүрийн тоноглолын технологийн автоматикийн анхдагч тохируулгын үед анхдагч чадлын утгыг турбины эргэлтийн давтамжийн шаардлагатай тохируулагчаар хангагдах ёстой.  5.1.8 Давтамжийн хазайлтын үед, турбины эргэлтийн давтамжинд шаардагдах тохируулгын анхдагч чадлын утга нь тохируулгын хязгаараас хэтэрсэн тохиолдолд үндсэн болон туслах төхөөрөмжүүдийг зогсоох үед технологийн хамгаалалтын нөлөөллөөс зайлсхийхийн тулд технологийн автоматжуулалт үндсэн болон туслах тоног төхөөрөмжийн параметрүүд зөвшөөрөгдөх хэмжээнд байхаар хангагдах ёстой.  5.1.9 Үүсгүүрийн тоноглол дээр суурилуулсан бодит чадлын тохируулагч нь давтамж тохируулагчаар тоноглогдсон байх ёстой.  5.1.10. Бодит чадлын тохируулагч талаас турбины эргэлтийн давтамж тохируулагчийн ажиллагаанд саад учруулахыг хориглоно.  5.1.11 Үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын тохируулагчийн талаас турбины эргэлтийн давтамжийн ажиллагаанд саад учруулахаас урьдчилан сэргийлэхийн тулд түүний давтамж тохируулагчийн тохиргоо нь турбины эргэлтийн давтамж тохируулгын үзүүлэлтүүдтэй нийцэж байх ёстой.  5.1.12 Бодит чадлын бүлэг тохиргоонууд (УХТ, ДЦС, УЦС-ын бүтцэд багтдаг үүсгүүрийн тоноглолын хувьд) турбины эргэлтийн давтамжийн тохируулагчуудын болон давтамж тохируулагчтай бодит чадлын тохируулагчийн ажиллагаанд саад учруулахгүй байх ёстой.  5.1.13 Анхдагч давтамжийн тохируулгад үүсгүүрийн тоноглолын оролцоог хангах байгууламжинд зөвхөн турбины эргэлтийн давтамжийн хэмжилтийг ашиглана.  5.1.14 Давтамжийн хазайлт нь анхдагч тохируулгын үл мэдрэх зурвасаас хэтэрсэн тохиолдолд (давтамж нь анхдагч тохируулгын тогтоосон "үл мэдрэх зурвас"-аас хэтэрсэн) тохиолдолд үүсгүүрийн тоноглол нь дараах томъёоны дагуу шаардлагатай анхдагч чадлын гүйцэтгэлийг хангах ёстой.  P\_p%=(100xP\_p)⁄P\_nom=-200xΔf\_P/S (5.1)  P\_p \u003d -2xP\_nomxΔf\_P / S (5.1) a  Энд Рп % - шаардлагатай анхдагч чадал,  % Рном;  Рп - шаардлагатай анхдагч чадал, МВт;  Рном – үүсгүүрийн тоноглолын хэвийн чадал, МВт;  Δfp - үлмэдрэх бүсээс хэтэрсэн давтамжийн хазайлтын хэмжээ  ("үлмэдрэх бүс" -ийн хамгийн ойрын хилээс хазайсан давтамжийн хазайлтын утга), Гц;  S=(Δfp/f\_nom)/(P\_p/P\_nom ) x100 – үүсгүүрийн тоноглолын анхдагч тохируулгын уналт, %.  Тайлбар - Δfp = 0 давтамжийн хазайлт нь үлмэдрэх бүсээс хэтрээгүй (давтамж нь анхдагч тохируулгын "үлмэдрэх бүс"-ийн дотор байх үед); бусад тохиолдолд давтамж өсөх үед Δfp > 0, давтамж буурах үед Δfp < 0 байна. Шаардлагатай анхдагч чадлын хэрэгжилт нь гүйцэтгэх ажлыг "дараах" давтамжийн горимд гүйцэтгэгдэх ёстой.  5.1.15 Давтамжийн огцом өөрчлөлтийн үед анхдагч тохируулгын явцад үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын өөрчлөлт нь хугацааны хувьд тогтмол бус шинж чанарыг үзүүлэх ёстой. Энэ тохиолдолд квази-тогтворжилттой төлөвийн горимд бодит чадлын шаардлагатай өгөгдсөн утгаас хазайсан үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын хазайлт үүсгүүрийн тоноглолын хэвийн чадлын ±1%-иас ихгүй байх ёстой.  **5.2 Норматив анхдагч давтамжийн тохируулгад тавигдах шаардлага**  5.2.1. Ямарч төрлийн үүсгүүрийн тоноглол нь ДАТН -д оролцохын тулд 5.1-д заасан шаардлагуудаас гадна дараах ерөнхий шаардлагуудыг хангасан байх ёстой.  - үүсгүүрийн тоноглол нь давтамжийн залруулгатай бодит чадлын автомат тохируулгын системээр тоноглогдсон байх ёстой;  - турбины эргэлтийн хурдыг хэмжих нарийвчлал нь 0.01 Гц-ээс их байх ёсгүй;  - бодит чадлын хэмжилтийн нарийвчлал нь үүсгүүрийн тоноглолын хэвийн чадлын 1% -иас ихгүй, хэмжилтийн алдаа нь хэвийн чадлын 0.1% -иас ихгүй байх ёстой;  - давтамжийн анхдагч тохируулгагын үл-мэдрэхүй 0.01 Гц-ээс ихгүй байх ёстой;  - Анхдагч тохируулгын уналтыг 4.0% - 6.0% хүртэл 0.5% -иас ихгүй алхамтайгаар тогтоох ёстой;  - давтамжийн үл-мэдрэх зурвас нь ±0.02 Гц-ээс ихгүй байх ёстой;  - анхдагч тохируулгын "үхмэл зурвасыг" -ыг (50.000 ± 0.075) Гц хүртэлх хязгаарт тохируулах боломжоор хангасан байх;  - анхдагч тохируулгын "үхмэл зурвас"-аас гаднах давтамжийн хазайлтын үед (5.1) томъёоны дагуу тухайн үеийн давтамжийн хазайлттай пропорциональ шаардлагатай анхдагч чадлын хэрэгжилтээр, давтамж "үхмэл зурвас"-ын хязгаарт буцаж иртэл хангагдах ёстой. ;  - анхдагч тохируулгын "үхмэл зурвас"-аас гадуур давтамж үсэрсэн тохиолдолд анхдагч тохируулгын тогтоосон нөөц хязгаарт шаардлагатай анхдагч чадлын тал хувь нь 15 секундээс илүүгүй хугацаанд, бүгд 30 секундээс хэтрэхгүй хугацаанд хэрэгжсэн байх ёстой.  - анхдагч тохируулгын функцийг таслахгүйгээр “үхмэл зурвас"-ын утгыг шуурхай өөрчлөх боломжоор хангагдсан байх ёстой;  - анхдагч тохируулгын уналтын утгыг өөрчлөх боломжоор хангагдсан байх ёстой.  5.2.2 Үүсгүүрийн тоноглолын бие даасан төрлүүдийн онцлогийг харгалзан ДАТН -д оролцох шаардлагаас гадна цахилгаан эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект энэ стандартын шаардлагыг харгалзан тогтооно.  5.2.3 Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь ДАТН-д оролцох үсгүүрийн тоноглолыг сонгохдоо дараах параметрүүдийг баримтлахыг шаардана.  - анхдагч тохируулгын ачаалал нэмэгдүүлэх болон бууруулах үеийн нөөцийн хэмжээ;  - анхдагч тохируулгын "үхмэл зурвас" -ын хэмжээ;  - анхдагч тохируулгын уналтын хэмжээ.  5.2.4 Ажиллагаанд байгаа үүсгүүрийн тоноглол дээр ДАТН -д оролцох горимын оролт гаралтыг анхдагч тохируулгын "үхмэл зурвас"-ын тавилийн өөрчлөлтийг шуурхай гүйцэтгэх ёстой.  5.2.5 ДАТН -д оролцуулахаар сонгосон үүсгүүрийн тоноглолд зориулсан анхдагч тохируулгын параметрүүд, давтамж хэвийн утгаас ±0.2 Гц хүртэл хазайх үед анхдагч тохируулгын нөөцийн өгөгдсөн утгын хэрэгжилт бүрэн хийгдсэн байхаар өгөгдсөн байх ёстой.    **6 Хоёрдогч тохируулга**  **6.1 Ерөнхий шаардлага**  6.1.1 Хоёрдогч тохируулга нь синхрон бүсэд давтамжийн өгөгдсөн утгыг барих, тохируулгын бүсийн гаднах урсгалыг тохируулах, хяналтын хэсгүүд дэх бодит чадлын урсгалыг хянах функцийн үүргийг биелүүлэх ёстой.  6.1.2 Давтамжийн тогтоосон утгыг барих ажлыг синхрон бүсэд давтамжийг тохируулах болон/эсвэл давтамжийн залруулгатай тохируулгын бүсийн гаднах урсгалыг тохируулах замаар гүйцэтгэнэ.  6.1.3 Хяналтын хэсгүүд дэх бодит чадлын урсгалын хязгаарлалт нь нэн тэргүүнд давтамжийн өгөгдсөн утга буюу тохируулгын бүсийн гаднах урсгалыг тогтоож, барихтай холбоотойгоор тавигдах ёстой.  6.1.4. Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээр синхрон бүсэд хоёрдогч тохируулгын функцийн хуваарилалтыг хийх үед дараах диспетчерийн төвүүдийг тодорхойлно.  - синхрон бүсийн давтамжийг тохируулж, хяналтын хэсгүүд дэх бодит чадлын урсгалыг хязгааралдаг диспетчерийн төв;  -тохируулгын бүсийн гаднах урсгалыг тохируулдаг болон хяналтын хэсгүүдэд бодит чадлын урсгалыг хязгаарладаг диспетчерийн төвүүд  - зөвхөн хяналтын хэсгүүдэд бодит чадлын урсгалыг хязгаарладаг диспетчерийн төвүүд.  6.1.5 Гадаад улс орнуудын эрчим хүчний системтэй хамтарсан синхрон бүсийн диспетчерийн төвүүдийн хоорондох хоёрдогч тохируулгын функцуудын хуваарилалтыг системийн оператор болон синхрон бүсэд багтсан гадаад улс орон дахь диспетчерийн шуурхай удирдлагын функцыг гүйцэтгэдэг байгууллагуудын хоорондох тохиролцсон шийдвэрийн дагуу тогтооно.  6.1.6 Тохируулгын бүсийн гаднах урсгалыг тохируулахдаа зөвхөн тохируулгын бүсийн чадлын дотоод балансгүйжилтийг илрүүлэх болон арилгах нөхцлийг хангах ёстой бөгөөд 15 минутаас илүүгүй хугацаанд арилгах шаардлагатай.  6.1.7 Тохируулгын бүсийн гаднах урсгалын тохируулгыг дараах томъёогоор тооцоолох ба тохируулгын алдааг G, МВт тэг хүртэл багасгах замаар гүйцэтгэнэ.  G = АРс - K4opxAf, (6.1)  Энд AR – тохируулах урсгалын алдаа,  ДРс = Рс - Рсз, энд Рс - тохируулгын бүсийн гаднах бодит урсгал, Рсз - хэвийн давтамж дахь тохируулгын бүсийн гаднах урсгалын өгөгдсөн утга, МВт;  Kчор – тохируулгын бүсийн давтамжийн залруулгын коэффициент, МВт / Гц;  Af = f - f3 - өгөгдсөн утга f3-аас /Гц/ хазайсан давтамжийн хазайлт;  K4opxAf – тохируулгын бүсийн давтамжийн залруулга, МВт.  Тохируулгын бүсэд бодит чадлыг хүлээн авах үед тохируулгын бүсийн гаднах урсгалыг эерэг, давтамжийн хазайлт нь өгөгдсөн утгаас хэтэрсэн тохиолдолд (тохируулгын бүсэд бодит чадлын дутагдал үүсэх үед G-ийн тохируулгын алдаа эерэг байна) гэж авна.  6.1.8 Синхрон бүсийн хоёрдогч давтамжийн хяналтыг томъёогоор тооцоолсон G, MW хяналтын алдааг тэг болгон бууруулж гүйцэтгэнэ.  G = - K4C3xAf, (6.2)  Энд Кчсз нь синхрон бүсийн давтамжийн залруулгын тогтоосон коэффициент, МВт/Гц;  Af = f — fз - тогтоосон f3 /Гц/ утгаас давтамжийн хазайсан хазайлт,.  6.1.9 ЭХНС-ийн тохируулгын болон синхрон бүсийн давтамжийн залруулгын коэффициентын өгөгдсөн утгыг системийн оператор (технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн эрчим хүчний системд – эрчим хүчний систем дэх диспетчерийн шуурхай удирдлагын холбогдох субъектууд) 9.2-т заасны дагуу эрчим хүчний систем дэх давтамжийн тохируулгын чанарын шинжилгээний үр дүнд үндэслэн тодорхойлно.  6.1.10 Гадаад улс орны эрчим хүчний системийг оролцуулсан тохируулгын бүсийн давтамжийн залруулгын коэффициентийн өгөгдсөн утгыг цахилгаан эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект болон гадаад улс орны эрчим хүчний системд диспетчерийн шуурхай удирдлагын функцийг гүйцэтгэх байгууллагуудын хоорондын тохиролцсон шийдвэрийн дагуу тодорхойлно.    6.1.11 Хоёрдогч тохируулгыг шаардлагатай маневрлах болон тохируулах чадвартай үүсгүүрийн тоноглолоор гүйцэтгэнэ.    6.1.12 Бүх УЦС хоёрдогч тохируулганд оролцох боломжоор харин 100 МВт-аас дээш суурилагдсан хүчин чадалтай УЦС автоматаар хоёрдогч тохируулганд оролцох боломжоор тус тус хангагдсан байна.  6.1.13. Үүсгүүрийн тоноглол хоёрдогч тохируулганд оролцох үед (үүнд автоматаар оролцох) түүний анхдагч тохируулганд оролцох функцийг хадгалах ёстой.    6.1.14 Цахилгаан эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь бодит чадлын урсгалыг тохируулах, хязгаарлах функцийг гүйцэтгэхийн тулд дараах нөхцлүүдийг хангасан байх ёстой.  - цахилгаан эрчим хүчний байгууламжаас диспетчерийн төв рүү хяналтын хэсгүүдийн бодит чадлын телехэмжилтийн урсгалыг болон давтамжийн телехэмжилтийг дамжуулах;  - диспетчерийн төвүүдэд тохируулгын бүсийн гаднах урсгалын тухайн үеийн утгыг, хяналтын хэсгүүд дэх бодит чадлын нийт урсгалыг, тохируулгын бүсэд давтамжийн залруулгыг хийх;  - диспетчерийн төвүүдэд тохируулгын урсгалын алдааны тухайн үеийн утга ба (6.1) томъёоны дагуу тохируулгын бүс дэх бодит чадлын балансгүйжилтийн тухайн үеийн тооцоолсон утгыг (тохируулгын алдаа) бүрдүүлэх;  - диспетчерийн төвүүдэд хяналтын хэсгүүдийн тухайн үеийн хэт ачааллын утгуудыг холбогдох хяналтын хэсгүүд дэх бодит чадлын хамгийн их зөвшөөрөгдөх урсгалтай хяналтын хэсгүүд дэх тухайн үеийн бодит чадлын нийт урсгалыг харьцуулах замаар бүрдүүлэх.  6.1.15 Цахилгаан эрчим хүчний системд диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь хоёрдогч давтамжийн тохируулгын функцийг гүйцэтгэхийн тулд дараах нөхцлүүдийг хангасан байх ёстой.  - цахилгаан эрчим хүчний байгууламжаас диспетчерийн төв рүү давтамжийн телехэмжилтийг дамжуулах;  - диспетчерийн төвүүдэд (6.2) томъёоны дагуу тохируулгын алдааны тухайн үеийн утгыг бүрдүүлэх  6.1.16 Цахилгаан эрчим хүчний системд диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектууд хоёрдогч тохируулгын функцийг үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлыг өөрчлөх диспетчерийн команд өгөх ба / эсвэл ТС (ТЗС) ДБЧУАТ –ийг ашиглаж хоёрдогч чадалд даалгавар өгөх замаар хэрэгжүүлдэг.  6.1.17 Ачаалал нэмэгдүүлэх болон бууруулах үеийн хоёрдогч тохируулгын нөөц утгууд нь чадлын хэвийн бус хазайлтыг нөхөх, тохируулгын бүс дэх бодит чадлын тооцоолсон балансгүйжилтийг нөхөхөд хангалттай байх бөгөөд хяналтын хэсгүүдэд үүсэж болзошгүй хэт ачааллыг бууруулах нөхцлийг хангах ёстой.  ЭХНС дэх хэвийн бус хазайлт ба бодит чадлын тооцоолсон балансгүйжилтийн утгыг системийн оператор, харин технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн цахилгаан эрчим хүчний системд цахилгаан эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын холбогдох субъектууд тодорхойлно.  6.1.18 Тохируулгын бүс дэх хоёрдогч тохируулгын нөөцийн утгууд болон шилжүүлэх байршлыг төлөвлөхдөө хяналтын хэсгүүдийн нэвтрүүлэх чадварыг харгалзан авч үзнэ.    **6.2 Автомат хоёрдогч тохируулгад тавигдах шаардлага**  6.2.1 ЭХНС болон технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн цахилгаан эрчим хүчний системд автомат хоёрдогч тохируулгыг дараах зорилгоор хийх ёстой.  - тохируулгын бүсэд бодит чадлын балансгүйжилт үүссэн тохиолдолд хэвийн давтамжийн түвшинг сэргээх хугацааг багасгах;  - хяналтын холболт болон хэсгүүдийн хэт ачааллыг арилгах хугацааг багасгах;  - давтамжийн хазайлтын улмаас үйлдвэрлэсэн болон хэрэглэсэн цахилгаан эрчим хүчний төлөвлөсөн хэмжээнээс хамгийн бага зөрүүтэй байхыг хангахад чиглэсэн 4.5-ын шаардлагыг биелүүлэх.  6.2.2 ЭХНС-ийн автомат хоёрдогч тохируулгын бүтэц нь өөртөө дараах хүчин зүйлүүдийг тусгасан байх ёстой:  - ЭХНС-ийн түвшинд (ТЗС ДБЧУАТ) төв зохицуулалтын систем;  - эрчим хүчний нэгдсэн системийн түвшний төвлөрсөн систем (ТС ДБЧУАТ ЭХНС);  - бүс нутгийн эрчим хүчний системийн түвшний төвлөрсөн систем (ТС ДБЧУАТ БН).    6.2.3 ТЗС ДБЧУАТ, ТС ДБЧУАТ ЭХНС, ТС ДБЧУАТ БН –ийн бүтцэд дараах зүйлүүд орно.  - системийн операторын (ТУИБ) хяналтын компьютерийн цогцолбор;  - Үүсгүүрийн тоноглолууд нь ТС (ТЗС) ДБЧУАТ (цаашид станцын ДБЧУАТ төхөөрөмж гэх) -ийн удирдлага дор холбогдсон цахилгаан станцуудад суурилуулсан ДБЧУАТ төхөөрөмж;  -ТУИБ болон ДБЧУАТ станцын төхөөрөмжүүдийн харилцан үйлчлэлийн тусгайлсан зохион байгуулалттай холбооны сувгууд.  6.2.4 ТУИБ ТЗС ДБЧУАТ нь системийн операторын үндсэн диспетчерийн төвд суурилна , ТУИБ ТС ДБЧУАТ ЭХНС нь системийн операторын диспетчерийн төвүүдэд суурилна  - нэгдсэн диспетчерийн удирдлага, ТУИБ ТС ДБЧУАТ БН нь системийн операторын диспетчерийн төвүүдэд суурилна – бүс нутгийн диспетчерийн удирдлага.  6.2.5 Цахилгаан эрчим хүчний байгууламжаас диспетчерийн төвүүдэд ТУИБ -ийн үйл ажиллагаа явуулах цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийн талаарх мэдээллийн хэмжээг системийн оператор тогтооно.  6.2.6 ТС (ТЗС) ДБЧУАТ -д холбогдсон цахилгаан станцууд (эрчим хүчний цахилгаан блокууд) зөвхөн нэг ТУИБ -ээс хоёрдогч тохируулгын командыг хүлээн авах ёстой.  6.2.7 Цахилгаан станц ба/эсвэл цахилгаан блокын ТУИБ -д хоёрдогч чадлын даалгавар боловсруулах үед урсгалыг хязгаарлах функц нь давтамж болон/эсвэл урсгалыг тохируулах функцээс давуу эрхтэй байх ёстой.  6.2.8 Цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний цахилгаан блок руу хоёрдогч чадлын даалгаварыг удирдлагын дээд түвшиний диспетчерийн төвийн ТУИБ -ээс доод түвшиний диспетчерийн төвийн ТУИБ -ээр дамжуулах үед сүүлчийнх нь дээд түвшиний диспетчерийн төвийн ТУИБ -ээс хүлээн авсан хоёрдогч чадлын даалгаврын хэрэгжилтийг хаах замаар хаалттай цахилгаан сүлжээнд хязгаарлалт байгаа үед урсгалыг хязгаарлах функцэд давуу эрх олгох ёстой  6.2.9 Цахилгаан станц ба/эсвэл эрчим хүчний нэгжийг ТЗС ДБЧУАТ эсвэл ТС ДБЧУАТ ЭХНС -ийн түвшний ТУИБ -д шууд холбох үед хоёрдогч чадлын даалгаврын утгыг холбогдох доод түвшний диспетчерийн төвд дамжуулах ёстой.  6.2.10 ДБЧУАТ станцын төхөөрөмжид дараах зүйлс орно.  - цахилгаан станцын үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын удирдлагын систем (ДЦС-ын цахилгаан блокын БЧАУС, БЧБТС УЦС, АУС ГГ УЦС);  -ДБЧУАТ терминал (харилцаа холбооны модуль) нь ТУИБ болон цахилгаан станцын үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын удирдлагын системүүдийн харилцан үйлчлэлийг хангадаг.  6.2.11 Үүсгүүрийн тоноглолын бие даасан төрлүүдийн онцлогийг харгалзан автомат хоёрдогч тохируулгад оролцох нэмэлт шаардлагыг цахилгаан эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект энэ стандартын шаардлагыг харгалзан тогтооно.  6.2.12. Автомат хоёрдогч тохируулгад хамрагдсан үүсгүүрийн тоноглолын хувьд цахилгаан эрчим хүчний системд диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект дараах параметрүүдийг тогтооно.  - ачаалал нэмэгдүүлэх, бууруулах хоёрдогч тохируулгын нөөцийн утгууд;  - хоёрдогч чадлын даалгаврын өөрчлөлтийн хамгийн их хурдны утга.  **6.3 Автомат хоёрдогч тохируулгын программ, техник хангамжид тавигдах шаардлага**  6.3.1 ТС (ТЗС) ДБЧУАТ нь дараах ерөнхий шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний цахилгаан блок холбогдсон ТУИБ -аас хоёрдогч чадлын даалгаврыг ДБЧУАТ -ийн станцын төхөөрөмжүүдэд дамжуулахыг секундэд дор хаяж нэг удаа циклээр хийх ёстой;  - цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний цахилгаан блок холбогдсон ТУИБ -аас ДБЧУАТ терминал руу хоёрдогч чадлын даалгаврыг дамжуулах хугацаа 1 секундээс хэтрэхгүй байх ёстой;  - ДБЧУАТ -ийн станцын төхөөрөмжөөс цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний цахилгаан блок холбогдсон ТУИБ руу мэдээлэл дамжуулах нь секундэд дор хаяж нэг удаа циклээр явагдах ёстой;  - цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний цахилгаан блок холбогдсон ДБЧУАТ станцын төхөөрөмжөөс ТУИБ руу мэдээлэл үүсгэж, дамжуулах хугацаа 2 секундээс хэтрэхгүй байх ёстой;  - диспетчерийн төвүүд болон ТУИБ -тэй холбогдсон цахилгаан станцуудад ДБЧУАТ -ийн ТС (ТЗС) үйл ажиллагаанд зөвшөөрөлгүй хөндлөнгөөс оролцохоос хамгаалсан байх ёстой;  - диспетчерийн төвүүд болон ТУИБ холбогдсон цахилгаан станцууд ТУИБ болон ДБЧУАТ -ийн станцын төхөөрөмжүүдийн хооронд багадаа 1 секундын нарийвчлалтай одон орны цагтай холбогдсон дамжуулж буй бүх мэдээллийг 1 секундын алхамтай бүртгэх ба хадгалах, нөхцлөөр хангагдах ёстой ба архивын мэдээллийг 1 жилээс багагүй хугацаагаар хадгалах ёстой.  6.3.2 ДБЧУАТ -ийн ТС (ТЗС)-тай холбоотой мэдээллийн аюулгүй байдлыг хангах үүднээс (Оросын ФСТЭК)-ийн техникийн болон экспортын хяналтын талаарх Холбооны албаны норм эрх зүйн актаар тогтоосон мэдээллийн дэд бүтцийн 12-р гол систем дэх мэдээллийн аюулгүй байдлыг хангахад тавигдах шаардлагыг дагаж мөрдөх ёстой./Энэ заалтыг хасах саналтай байна/  6.3.3 ТУИБ нь дараах ерөнхий шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - ТУИБ програм хангамж нь 6.1.1-д заасан бүх хоёрдогч тохируулгын бүх функцийн гүйцэтгэлийг, түүнчлэн бусад ТУИБ -тэй харилцан үйлчлэх нөхцлийг хангах ёстой;  - ТУИБ -д өгөгдсөн цикл бүхий бодит цаг хугацааны горимд ажилладаг интеграл (пропорциональ-интеграл) тохируулгуудыг ашиглах ёстой;    - ТУИБ-ийн функциналог алгоритмыг секундэд дор хаяж нэг удаа циклээр гүйцэтгэх ёстой;  - ТУИБ –ийн бүтэн хоногийн турш дахь тасралтгүй функциналог ажиллагааг (хоногт 24 цаг, долоо хоногт 7 өдөр) хангаж байх ёстой;  - ТУИБ программ хангамж, техник хангамжийн бэлэн байдлын коэффициент жилд 0.9999-аас багагүй байх ёстой ;  - харилцаа холбооны сувгийн гэмтэл, мэдээлэл дамжуулах явцад гарсан зөрчлийг засах;  - програм хангамж, техник хангамжийн доголдол, түүний дотор эрчим хүч тасарсаны дараах ТУИБ-ийн өгөгдсөн тохируулгын талаарх мэдээлэл алдагдахаас хамгаалсан байх ёстой.  6.3.4 ТУИБ болон ДБЧУАТ станцын төхөөрөмжүүдийн харилцан үйлчлэлийн холбооны сувгууд нь дараах ерөнхий шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - мэдээлэл дамжуулах чиглэл бүрт хоёроос багагүй үл хамааралтай сувгийг бий болгох;  - нэг холбооны сувгийн хүртээмжийн коэффициент жилд 0.99 –ээс багагүй байх ёстой.  6.3.5 ТУИБ-д ашиглагдаж буй цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийг хэмжих хэрэгсэл, тэдгээрийг диспетчерийн төв рүү дамжуулах холбооны суваг нь дараах ерөнхий шаардлагыг хангасан байх ёстой.  -цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийн талаархи мэдээллийг цахилгаан эрчим хүчний байгууламжаас диспетчерийн төв рүү дамжуулах нь багадаа секундэд нэг удаа циклээр явагдах ёстой;  -цахилгаан эрчим хүчний байгууламжаас диспетчерийн төв рүү цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрийн талаархи мэдээллийг дамжуулах хугацаа 1 секундээс хэтрэхгүй байх ёстой;  -хоёрдогч тохируулгад ашигладаг давтамжийн хэмжилт нь , баталгаатай цахилгаан хангамжийн системд шилжүүллэггүй эсвэл цахилгаан станц эсвэл дэд станцын шинийн секц дээр суурилуулсан мэдрэгчтэй эрчим хүчний системтэй синхрон холболттой, холбогдох диспетчерийн төвийн өөрийн хэрэгцээний хувьсах сүлжээнд холбогдсон мэдрэгчээр дамжуулж хийгдэх ёстой ;  -давтамжийг 0.001 Гц-ээс багагүй нарийвчлалтайгаар 1 секундын дундаж хугацаатай хэмжиж, давтамжийн хэмжилтийг өөр өөр цахилгаан эрчим хүчний байгууламжаас хуулбарлах ёстой;  - цахилгаан станцын бодит чадал ба / эсвэл эрчим хүчний цахилгаан блок, цахилгаан дамжуулах шугам болон тоног төхөөрөмжийн бодит чадлын урсгалыг 0.5 нарийвчлалын ангилалтай гүйдлийн трансформаторын хэмжих хэлхээнд холбогдсон 0.5S нарийвчлалын ангилалтай дижитал цахилгаан мэдрэгчээр хэмжих ёстой;  - бодит чадлын мэдрэгч нь 1 секундын дундаж үетэй бүх (гурван фазын) үйлчилж байгаа чадлыг тооцоолох ёстой;  - бодит чадлын мэдрэгчийн хэмжих хэлхээ нь нөөц хүчдэлийн трансформатор руу дамжуулах боломжтой байх;    - бодит чадлын мэдрэгчтэй хэмжилтийг мэдрэгчийн хэмжилтийн нийт завсараас 0.1% -иас ихгүй нарийвчлалтайгаар дамжуулах ёстой;  - Мэдээлэл дамжуулах холбооны сувгийн бэлэн байдлын коэффициент нь жилд 0.98 –аас багагүй байх ёстой.  6.3.6 ДБЧУАТ станцын төхөөрөмжүүд нь дараах ерөнхий шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - ДБЧУАТ станцын төхөөрөмжүүдийн бүтэн өдрийн туршид (хоногт 24 цаг, долоо хоногт 7 өдөр) тасралтгүй ажиллах нөхцөлийг хангасан байх ёстой;  - Програм хангамж, техник хангамжийн хүртээмжийн коэффициент жилд 0.9999 багагүй байх ёстой;  - харилцаа холбооны сувгийн гэмтэл, мэдээлэл дамжуулах явцад гарсан зөрчлийг засах;  - ДБЧУАТ станцын төхөөрөмж нь хоёрдогч чадлын даалгаврыг хүлээн авснаас хойш үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын холбогдох өөрчлөлтийн АУС АУС ГГ (БЧАУС) даалгавар үүсэх хүртэлх хугацаа 2 секундээс хэтрэхгүй байх ёстой.  6.3.7 Нэмж дурдахад БЧБТС, БЧАУС системүүд нь дараах шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - БЧБТС, БЧАУС -ийн функционолог ажиллагааг секундэд багадаа нэг удаа циклээр хийх ёстой;  - програм хангамж, техник хангамжийн доголдол, түүний дотор эрчим хүчний тасралтын дараа БЧБТС, БЧАУС тохиргоо алдагдахаас хамгаалах;  - автомат хоёрдогч тохируулгын хуурамч команд хэрэгжихээс хамгаалах хамгаалалтыг хангах ёстой.    6.4 Тусгаарлагдсан ажиллагаатай эрчим хүчний систем (эрчим хүчний системийн хэсэг) дэх давтамжийн автомат астатик тохируулгад тавигдах шаардлага  6.4.1 Тусгаарлагдсан эрчим хүчний системд (эрчим хүчний системийн хэсэгт) давтамжийн астатик тохируулгыг гүйцэтгэдэг цахилгаан станцын үүсгүүрийн тоноглолын автомат тохируулгын систем нь дараахь хоёр горимоор ажиллах боломжийг хангасан байх ёстой:  - давтамжийн залруулгатай бодит чадлын өгөгдсөн утгыг тохируулах горим;  - эрчим хүчний систем (эрчим хүчний системийн хэсэг) дэх давтамжийн өгөгдсөн утгын астатик тохируулах горим.  6.4.2 Тусгаарлагдсан ажиллагаатай эрчим хүчний системд (эрчим хүчний системийн хэсэг) дэх давтамжийн астатик тохируулгыг гүйцэтгэдэг цахилгаан станцуудын үүсгүүрийн тоноглолын автомат тохируулгын систем нь дараахь нөхцлүүдийг хангасан байх ёстой:  - цахилгаан станцын шуурхай ажиллагааны ажилтнуудаар давтамжийн залруулгатай эрчим хүчний тохируулгын горимоос давтамжийн астатик тохируулгын горим руу болон эсрэгээр нь огцом бус байдлаар шилжүүлэх;  - давтамжийн залруулгатай чадлын тохируулгын горимд ажиллах үед хоёрдогч чадлыг тохируулах гаднах дохиог оруулах боломжтой байх.  6.4.3 Давтамжийн залруулгатай бодит чадлын тохируулгын горимд үүсгүүрийн тоноглолын автомат тохируулгын систем нь 5.1-д заасан шаардлагын биелэлтийг хангах ёстой.  6.4.4 Тусгаарлагдсан ажиллагаатай эрчим хүчний систем (эрчим хүчний системийн хэсэг) дахь давтамжийн астатик тохируулгын горимд үүсгүүрийн тоноглолын автомат тохируулгын систем нь дараахь боломжуудыг хангасан байх ёстой.  - үүсгүүрийн тоноглолын тохируулгын хязгаарт бүрэн автомат горим дахь үүсгүүрийн тоноглолын ачааллын өөрчлөлт;  - бодит чадлын болон давтамжийн унтардаггүй хэлбэлзэл үүсгэхгүй тохируулгын тогвортой процесс;  - цахилгаан станцын оператор ажилтнууд автомат тохируулгын системийг ажлаас гаргахгүйгээр өгөгдсөн давтамжийн утгыг (давтамжийн тавил) 49.6-аас 50.4 Гц-ийн хязгаарт өөрчлөх;  - цахилгаан станцын оператор ажилтнууд давтамжийн "үл мэдрэх бүс" –ын хэмжээг түүний өгөгдсөн утгатай харьцуулхад 0.005 Гц-ээс ихгүй алхамтай 0 (хамгийн бага утга) -аас ± 0.2 Гц хүртэл өөрчлөх.  6.4.5 Давтамжийн тохируулгын автомат астатик горимд үүсгүүрийн тоноглолын автомат тохируулгын систем ажиллаж байх үед бодит чадлыг тохируулгын хязгаарт дараах хурдаар циклийн тооны хязгаарлалтгүйгээр өөрчлөх ёстой:  - УХТ ба ХТТ бүхий ДЦС-ын хувьд - минутанд суурилуулсан (хэвийн) чадлын 8-аас доошгүй хувьд;  - УЦС-ын хувьд - минутанд суурилагдсан (хэвийн) хүчин чадлын 40% хүртэлх хувьд.  6.4.6 6.4.2, 6.4.4-т заасан шаардлагуудын биелэлт нь цахилгаан эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъекттэй тохиролцсон хөтөлбөрийн дагуух туршилтын үр дүнгээр баталгаажсан байна.  **7 Гуравдагч тохируулга**  7.1 Гуравдагч тохируулгыг хоёрдогч тохируулгын нөөцийн өгөгдсөн утгыг хадгалах, давтамжийн болон бодит чадлын урсгалын тохируулгын явцад, тэдгээрийг нөхөн сэргээхийн тулд гүйцэтгэх ёстой.    7.2 Гуравдагч тохируулгыг дараах нөхцлүүдэд ашиглах ёстой:  - гидрогенераторыг асаах-зогсоох;  - асаах-зогсоох, усан цахилгаан станцыг үүсгүүрийн эсвэл, шахах горимд шилжүүлэх;  - ДЦС-ын цахилгаан блокийн ачааллыг нэмэгдүүлэх (бууруулах);  - УХТ агрегатуудыг ачааллах (чөлөөлөх);  - АЦС-ын цахилгаан блокийн ачааллыг нэмэгдүүлэх (бууруулах)    7.3 Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектын төлөвлөсөн гуравдагч тохируулгын нөөцийн хэмжээ нь хоёрдогч тохируулгын нөөцийг нөхөн сэргээхэд хангалттай байх ёстой.    7.4 Гуравдагч тохируулгын нөөцийн хэмжээ, төлөвлөлтийг төлөвлөхдөө хяналтын хэсгүүдийн нэвтрүүлэх чадварыг харгалзаж үзэх ёстой.    7.5 Гуравдагч тохируулгын нөөцийг ашиглах түр журам нь хоёрдогч тохируулгын нөөцийг бүгдийг шавхахаас зайлсхийх ёстой.  **8 Синхрон хугацааны залруулга**  8.1 Эрчим хүчний системийн горимыг удирдах явцад өгөгдсөн хугацааны интервалд, давтамжийн дундаж утга хэвийн утгаас хазайлт үүсгэсэнээр синхрон (цахилгаан) хугацаа одон орныхоос хазайхад хүргэдэг.  8.2 Синхрон бүсэд синхрон хугацаа одон орны хугацаанаас хазайх (алдаа) хянах, хязгаарлахын тулд синхрон хугацаанд залруулга хийх ёстой болдог.    8.3 Синхрон хугацаа ДТ, с,-ийн одон орныхоос тухайн үе хүртэл хазайсан хазайлтын өдөр, сар, жилийн хуримтлагдсан нийлбэр дараах томъёогоор тодорхойлогдоно  п  image3 (8.1)    Энд п нь тооцоолох хугацаан дахь (өдөр, сар, жил) ∆t интервалын тоо;  Af, - давтамжийн дундаж утгын өгөгдсөн хугацааны интервал дахь хэвийн утгаас хазайсан хазайлт;  At =1 С.  8.4 ЭХНС-д синхрон хугацаа одон орныхоос хазайх хазайлтыг хянах ажлыг системийн оператор, технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн эрчим хүчний системд - эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын холбогдох субъект гүйцэтгэнэ.  8.5 Эрчим хүчний системийн тусгаарлагдсан ажиллагааны үед түр хугацаагаар хуваарилагдсан, эрчим хүчний бүс (зангилаанд) одон орны цаг хугацаанаас синхрон цаг хугацааны хазайсан хазайлтын хяналт явагдахгүй.  8.6 ЭХНС-ийн анхдагч синхрон бүсэд синхрон цаг хугацааг залруулах журмыг системийн оператор болон синхрон бүсэд багтсан гадаад улс орны эрчим хүчний системд диспетчерийн шуурхай удирдлагын функцийг гүйцэтгэдэг байгууллагуудын хамтарсан шийдвэрийн дагуу тогтооно. .      8.7 ЭХНС-ийн хоёрдогч синхрон бүс ба технологийн хувьд тусгаарлагдсан бүс нутгийн эрчим хүчний системд синхрон цаг хугацааг системийн оператор болон эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын холбогдох субъектууд залруулдаг.    8.8 ЭХНС-ийн анхдагч синхрон бүсэд одон орны цаг хугацаанаас синхрон цаг хугацааны зөвшөөрөгдөх хазайлтын хэмжээ нь ±30 секундээс ихгүй байх, ЭХНС-ийн хоёрдагч синхрон бүс болон технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системд ±60 секундээс ихгүй байх ёстой  **9 Бодит чадлын урсгал болон давтамжийн тохируулгад хяналт хийх**    9.1 Анхдагч ба автомат хоёрдогч тохируулгад оролцох үүсгүүрийн тоноглолын оролцоонд хяналт тавих  9.1.1 Бүх цахилгаан станцад үүсгүүрийн тоноглолын ДЕАТ -д оролцох оролцоонд хяналт хийх нөхцлийг хангасан, байх ёстой. Харин ДАТН болон автомат хоёрдогч тохируулгад оролцож буй цахилгаан станцуудад хяналтын оролцоо дээр заасан төрлийн тохируулгад л байна.  9.1.2 Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субьект нь ДЕАТ, ДАТН болон автомат хоёрдогч тохируулгад үүсгүүрийн тоноглолын оролцоонд хяналт хийх нөхцлийг хангасан байх ёстой.  9.1.3 Цахилгаан станцуудын эрх бүхий этгээд 5.1.14-т заасны дагуу тухайн үеийн давтамжийн хазайлтын үе дэх шаардлагатай анхдагч чадлын утга бүхий өгөгдсөн утгаас бодит чадлын тухайн үеийн хазайлтыг харьцуулах замаар ДЕАТ болон ДАТН -д үүсгүүрийн тоноглолын оролцоонд хяналт хийнэ.  9.1.4 Цахилгаан станцуудад ДЕАТ болон ДАТН -д үүсгүүрийн тоноглолын оролцоонд хяналт хийх зорилгоор дараах нөхцлүүдийг хангасан байх ёстой.  - турбины эргэлтийн давтамжийг ДЕАТ -ийн хувьд 0.05 Гц-ээс багагүй, ДАТН -ийн хувьд 0.01 Гц-ээс багагүй нарийвчлалтайгаар хэмжих;  - 0.5S -ийн нарийвчлалын ангилалттай гүйдлийн трансформаторын хэмжих хэлхээнд холбогдсон, 0.5S нарийвчлалын ангилалтай бодит чадлын мэдрэгч бүхий үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын дараах нөхцлүүдийг хангаж байх үеийн хэмжилт  a) бодит чадлын мэдрэгч нь 1 секундын дундаж үетэйгээр тухайн үеийн бүрэн бодит чадлыг (гурван фазаар) тооцоолох ёстой;    б) бодит чадлын мэдрэгчийн хэмжих хэлхээ нь нөөц хүчдэлийн трансформатор руу шилжих боломжтой байх;  в) мэдрэгчтэй бодит чадлын хэмжилтийг мэдрэгчийн хэмжилтийн бүх завсрын 0.1% -иас ихгүй нарийвчлалтайгаар дамжуулах ёстой.  9.1.5 ДАТН -д оролцогч цахилгаан станцууд нь ДАТН -д үүсгүүрийн тоноглолын оролцоонд хяналт хийх шаардлагатай параметрүүдийг бүртгэх хяналтын системийн төхөөрөмжтэй байх ёстой бөгөөд бүртгэгдсэн параметрүүдийн архивыг эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субьект диспетчерийн төвд шилжүүлэх боломжтой байх ёстой.  9.1.6 Системийн хяналтын төхөөрөмжүүдэд, ДАТН -д үүсгүүрийн тоноглолын оролцох оролцоонд хяналт хийхэд зайлшгүй бүртгэгч параметрүүдийн хэмжээнд тавигдах шаардлагыг эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субьект тогтоодог.  9.1.7 Үүсгүүрийн тоноглолын ДАТН -д оролцох оролцооны хяналтыг цахилгаан эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект хяналтын системийн өгөгдлийг ашиглан давтамжийн хазайлтын тухайн агшинд шаардлагатай анхдагч чадлын утгатай анхдагч чадлын хэрэгжилтийг харьцуулах замаар гүйцэтгэдэг.  9.1.8 Үүсгүүрийн тоноглолын ДЕАТ-д оролцооны хяналт давтамжийн хазайлт хэвийн хэмжээнээс ±0.2 Гц ба түүнээс дээш тохиолдолд эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект гүйцэтгэдэг.  9.1.9 Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь үүсгүүрийн тоноглолын автомат хоёрдогч тохируулгын оролцоонд өгөгдсөн утгаас бодит чадлын тухайн үеийн хазайлтыг ТУИБ -ийн хоёрдогч чадлын өгөгдсөн утгатай харьцуулан хяналт гүйцэтгэнэ.    9.1.10 Үүсгүүрийн тоноглолын ДЕАТ, ДАТН дэх оролцоо болон эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектын диспетчерийн төвд автомат хоёрдогч тохируулгад хяналт хийхдээ одон орны цагтай холбож тогтоох ба хадгалах ажлыг гүйцэтгэх ёстой.  - эрчим хүчний байгууламжийн давтамжийн хэмжилт;  - үүсгүүрийн тоноглолын бодит чадлын хэмжилт;  - ТУИБ -аас тохируулгын байгууламжуудад хоёрдогч чадлыг хуваарилах.  **9.2 Эрчим хүчний систем дэх давтамжийн тохируулгын чанарын хяналт**  9.2.1 Эрчим хүчний системийн шуурхай- диспетчерийн удирдлагын субъект нь дараах зүйлүүдийг хийх ёстой.  - эрчим хүчний систем дэх давтамжийн тохируулгын чанарыг хянах;  - тохируулгын ба синхрон бүсийн давтамжийн хариу эгцэрлийг тодорхойлох.  9.2.2.Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектын диспетчерийн төвүүдэд эрчим хүчний систем дэх давтамжийн тохируулгын чанарыг хянахын тулд бүртгэл, хадгалалтыг одон орны цагийн дагуу гүйцэтгэнэ.  - ЭХ-ний систем дэх давтамжийн хэмжилт;  - тохируулгын бүсийн хилээр тодорхойлогдсон холболтын дагуух бодит чадлын урсгалын хэмжилт.  9.2.3 Давтамжийн хэмжилтийн хадгалсан баримт дээр үндэслэн эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь дараах зүйлийг тодорхойлно.  - хуанлийн өдөр, сар, жилийн агшин зуурын давтамжийн хамгийн дээд ба доод утгууд; тэдгээрийг тогтоосон огноо, цаг;    - 20 секунд, 15 мин, 30 мин, 1 цаг, нэг өдөр, нэг сарын интервалтай давтамжийн дундаж утгууд;  - хуанлийн өдөр, сар, жилийн давтамжийн нэрлэсэн утгаас давтамжийн квази- тогтворжилтын утгын хамгийн их (эерэг ба сөрөг) хазайсан хазайлт; тэдгээрийг тогтоосон огноо, цаг;  - дараах завсаруудын хувьд нэрлэсэн, тооцоолсоноос хуанлийн өдөр, сар, жилийн давтамжийн квази-тогтворжилтын утгын  хазайсан хазайлтын нийт хугацаа:  - 49,800-аас 50,200 Гц хүртэл;  - 50,201-ээс 50,400 Гц хүртэл, 49.979-аас 49.600 Гц хүртэл;  - 50,400 Гц-ээс дээш ба 49,600 Гц-ээс бага.  - ЭХНС-ийн анхдагч синхрон бүсийн хувьд дараах зүйлийг нэмж тодорхойлох шаардлагатай.  a) давтамж нь 49.950-аас 50.050 Гц-ийн хооронд байх хугацаа;  б) заасан хязгаараас хэтэрсэн тохиолдолд 49,950-аас 50,050 Гц хүртэлх давтамжийн буцах хугацаа.  9.2.4 Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь синхрон бүсэд 0.05 Гц ба түүнээс дээш давтамжийн хазайлтад хүргэдэг бодит чадлын балансгүйжилтын тохиолдол бүрийн хувьд тохируулгын болон синхрон бүсийн давтамжийн хариу урвалын эгцрэлийн бодит утгыг тодорхойлох ёстой.  9.2.5 Бодит чадлын балансгүйжилт бүртгэгдсэнээс бусад тохируулгын бүсийн давтамжийн хариу урвалын эгцрэлийг <т, МВт/Гц дараах томъёогоор тодорхойлно.  *A*Рс (9.1)  энд ДРС = Рс-Рс0 нь тохируулгын бүсийн гаднах урсгалын өөрчлөлт (бодит чадлыг хүлээн авалт нэмэгдэх үед эерэг), МВт,  энд Рс – тохируулгын бүсийн гаднах урсгалын квазитогтворжилтын утга (бодит чадлын балансгүйжилт үүссэнээс хойш 10-аас 30 секундын хооронд), МВт;  Pco - бодит чадлын балансгүйжилтийн өмнөх тохируулгын бүсийн гаднах урсгалын квази-тогтворжилтын утга, МВт;  Af = f - f0 - давтамжийн өөрчлөлт, Гц,  энд f- давтамжийн квази-тогтворжилтын утга (бодит чадлын балансгүйжилтээс хойш 10-30 секундын хооронд), Гц;  f0 - бодит чадлын балансгүйжилтийн өмнөх квази тогтворжилтын давтамжийн утга, Гц.  9.2.6 Бодит чадлын балансгүйжилт бүртгэгдсэн хязгаар дахь тохируулгын бүсийн давтамжийн хариу урвалын эгцрэл, сг, MW/Hz, дараах томъёогоор тодорхойлогдоно  <j = А/ (9.2)  энд ДРнб нь тохируулгын бүсийн бодит  чадлын балансгүйжилт, МВт; ДРС ба Af –  (9.1) томъёоны тайлбарыг үзнэ үү.  9.2.7 Синхрон бүсийн давтамжийн хариу урвалын эгцрэлийг (9.2) томъёогоор тодорхойлдог бол ДРС -ийг 0-тэй тэнцүү авна.  9.2.8 Тохируулгын бүсүүдийн давтамжийн хариу урвалын бодит эгцрэлийн тооцоолсон утгыг баталгаажуулахын тулд багадаа нэг удаа ДЕАТ ба ДАТН -д үүсгүүрийн тоноглолын оролцооны давтамжийн хариу урвалын эгцрэлд үзүүлэх нөлөөллийн түвшинг тодорхойлно. Системийн оператор нь 5 жил тутамд 1-ээс багагүй удаа ЭХНС-ийн анхдагч синхрон бүсэд системийн туршилт явуулахыг зохион байгуулах ёстой. |