**Төсөл**

****

МОНГОЛ УЛСЫН СТАНДАРТ

Эрчим хүчний нэгдсэн систем ба

тусгаарлагдан ажилладаг эрчим хүчний систем

диспетчерийн шуурхай ажиллагааны удирдлага, давтамжийн болон бодит чадлын урсгалын тохиргоо

Норм болон 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, ................... 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” боловсруулсан.

2 ОХУ-ын Стандартчиллын техникийн хороо 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 энэ 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 Давтамж болон актив чадлын урсгалын тохиргоонд тавигдах ерөнхий шаардлага.......................

5 Анхдагч тохиргоо.................................................................................................................................

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

5.2 Давтамжийн ерөнхий анхдагч тохиргоонд тавигдах шаардлага ..................................

5.3 Норматив анхдагч давтамжийн тохиргоонд тавигдах шаардлага ................................

6 Хоёрдогч тохиргоо ....................................................................................................................

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

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

6.3 Автомат хоёрдогч тохируулгын программ, техник хангамжид тавигдах шаардлага......

7 Гуравдагч тохиргоо..................................................................................................................

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

9 Давтамжийн болон актив чадлын урсгалын тохиргоонд мониторинг хийх....................................

9.1Анхдагч ба автомат хоёрдогч тохиргоонд оролцох үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн

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

9.2 Эрчим хүчний систем дэх давтамжийн тохиргооны 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  диспетчерийн шуурхай ажиллагааны удирдлага, давтамжийн болон бодит чадлын урсгалын тохиргоо  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: Режим энергосистемы, при котором загрузка некоторых контролируемых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой.  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 регули- рование частоты:  Первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования в соответствии с характеристиками (параметрами) нормированного первичного регулирования.  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 в соответствии с характеристиками (параметрами) общего первичного регулирования.  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, коммутационныхаппаратов], 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.   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;  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 электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться с использованием первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования.  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, 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;  - 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.  4.6 В энергорайонах (энергоузлах), временно выделенных на изолированную работу от первой синхронной зоны ЕЭС России, должно быть обеспечено регулирование частоты и перетоков активной мощности в соответствии с 4.4.  При этом в энергорайонах (энергоузлах), аварийно выделившихся на изолированную работу, восстановление частоты до значений, указанных в 4.4, должно быть обеспечено за время, предусмотренное правилами 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 правил предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, утвержден- ными 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 электроэнергети- ческого 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.  **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. Участие генерирующего оборудования в ОПРЧ должно осуществляться с характеристиками, удовлетворяющими требованиям к участию в ОПРЧ, указанным в 5.2.  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. При отклонениях частоты, приводящих к исчерпанию заданных резервов НПРЧ, генерирующее оборудование должно участ- вовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям ОПРЧ, указанным в 5.2.  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 общему первичному**  **регулированию частоты**  5.2.1 Дополнительно к требованиям, указанным в 5.1, для участия в ОПРЧ генерирующее оборудо-вание любого типа должно соответствовать следующим требованиям:  -зона нечувствительности не должна пре вышать 0,05 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными электрогидравличес- кими регуляторами, и не должна превышать 0,15 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными гидравлическими регуляторами1);  - «мертвая полоса» первичного регулиро- вания в регуляторах активной мощности не должна превышать (50,000+0,075) Гц;  - статизм первичного регулирования должен находиться в пределах от 4,0 % до 5,0 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами2) и в пределах от 4,5 % до 6,0 % - для гидротурбин.  5.2.2 Величины статизма и «мертвой полосы» первичного регулирования для участия в ОПРЧ определяются собственниками генерирующего оборудования с соблюдением требований, указанных в 5.2.1.  5.2.3 При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности («мертвую полосу» первичного регулирования), первичная мощ- ность должна выдаваться генерирующим оборудованием в объеме, определенном формулой(5.1). При этом совокупность основ- ного и вспомогательного оборудования, режимы работы генерирующего оборудования и его тех- нологическая автоматика должны обеспечивать выполнение требований 5.2.6 - 5.2.10.  5.2.4 Проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ должны осуществляться в соответствии с требованиями, установленными субъектом оперативно- диспетчерского управления в элекгроэнергетике.  5.2.5 О временном вынужденном неучастии генерирующего оборудования в ОПРЧ по причине неисправности вспомогательного оборудования и устройств собственники электростанций должны официально уведомлять соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.  В случае необходимости временного неучастия генерирующего оборудования в ОПРЧ по причине изменения эксплуатационного состояния или режимов работы вспомогательного оборудования и устройств в связи с проведением на нем ремонта или технического обслуживания, собственники электростанций должны оформить временное неучастие генерирующего оборудования в ОПРЧ путем подачи в соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике диспетчерской заявки.  5.2.6 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ТЭС (кроме ПГУ) должны удовлетворять следующим требованиям:  5.2.6.1 При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:  - реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 15 с;  - реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 5 мин для газомазутных энергоблоков, не более 6 мин для пылеугольных энергоблоков, не более 7 мин для ТЭС с общим паропроводом.  5.2.6.2 В случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должна гарантированно обеспечиваться реализация первичной мощности величиной 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования с динамикой не хуже указанной в 5.2.6.1.  5.2.6.3 Реализация первичной мощности величиной более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой при соблюдении условий 5.1.8.  1) Для турбин выпуска до 1950 года зона нечувствительности допускается до 0,25 Гц  2) Для турбин типа Р статизм первичного регулирования допускается в пределах от  4,5 % до 6,5 %  5.2.7 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ГЭС (ГАЭС) должны удовлетворять следующим требованиям:  5.2.7.1 При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку), должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 мин.  5.2.7.2 Величина и скорость реализации требуемой первичной мощности при участии в ОПРЧ гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС) должны обеспечиваться как при работе под управлением ГРАМ, так и при индивидуальном управлении. He допускается потеря функции участия гидроагрегатов в ОПРЧ при переходе с группового управления на индивидуальное и обратно.  5.2.8 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 должны удовлетворять следующим требованиям:  5.2.8.1 При отклонениях частоты должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ путем реализации требуемой первичной мощности в пределах регулировочного диапазона:  - на загрузку величиной до 2 % или на разгрузку величиной до 8 % номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки не более 98 % номинальной тепловой мощности;  - на разгрузку величиной до 8 % номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки от 98 % до 100 % номинальной тепловой мощности.  5.2.8.2 При скачкообразном отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности в пределах, указанных в 5.2.8.1, должна обеспечиваться:  - реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с;  - реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 2 мин.  5.2.8.3 Реализация требуемой первичной мощности за пределами, указанными в 5.2.8.1, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки при соблюдении условий 5.1.8.  5.2.9 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР-ТОИ должны удовлетворять следующим требованиям:  5.2.9.1 При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного откпонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:  - реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с;  - реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 2 мин.  5.2.9.2 Реализация требуемой первичной мощности за пределами, указанными в 5.2.9.1, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки при соблюдении условий 5.1.8.  5.2.10 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ПГУ должны удовлетворять следующим требованиям:  5.2.10.1 При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:  - реализация первичной мощности в объеме 2,5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 15 с;  - реализация первичной мощности в объеме 5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 30 с;  - реализация первичной мощности в объеме 10% номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 2 мин.  5.2.10.2 В случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10% номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должна гарантированно обеспечиваться реализация  первичной мощности величиной 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования с динамикой не хуже указанной в 5.2.10.1.  5.2.10.3 Реализация первичной мощности величиной более 10% номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой при соблюдении условий 5.1.8.  **5.3 Требования к нормированному первичному регулированию частоты**  5.3.1 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.  5.3.2 Дополнительные требования к участию в НПРЧ, учитывающие особенности отдельных типов генерирующего оборудования, устанавливаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с учетом требований настоящего стандарта.  5.3.3 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.  5.3.4 На генерирующем оборудовании, находящемся в работе, ввод и вывод режима участия в НПРЧ должен осуществляться оперативным изменением уставки «мертвой полосы» первичного регулирования.  5.3.5 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 изолированныхтерриториальных 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 сзаданным 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.  **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 электроэнергетическим 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 Гцдля НПРЧ;  - измерение активной мощности генерирующего оборудования датчиками активной мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5 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 Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляет мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ с использованием телеметрической информации, поступающей в диспетчерские центры, мониторинг участия генерирующего оборудования в НПРЧ - 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 оператор болон технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай ажиллагааны удирдлагын субъект, (цаашид эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай ажиллагааны удирдлагын субъект гэх) өмчлөгч ба бусад хууль ёсны эзэмшигч (цаашид өмчлөгч) -ийн дагаж мөрдөх норм, шаардлагыг тогтооно.  Мөн энэхүү стандарт нь цахилгаан станц болон цахилгаан сүлжээний аж ахуйн нэгжийн байгууламж (цаашид эрчим хүчний байгууламжийн өмчлөгч гэх), эрчим хүчний нэгдсэн систем болон бусад технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системийн актив чадлын урсгал болон цахилгаан гүйдлийн давтамжийг тохируулах үйл ажиллагааг зохион байгуулах, гүйцэтгэх байгууллагуудад хамаарна.  1.2 Энэхүү стандарт нь ЭХНС болон бусад технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системд тавигдах шаардлагуудыг тодорхойлдог. Үүнд:  - цахилгаан гүйдлийн давтамж ба актив чадлын урсгалыг тохируулахад;  - Цахилгаан гүйдлийн давтамж болон актив чадлын урсгалыг тохируулах, төлөвлөх үед эрчим хүчний байгууллагын диспетчерийн шуурхай ажиллагааны удирдлагын субъектэд болон цахилгаан эрчим хүчний байгууламжуудын өмчлөгч нарт;  - цахилгаан гүйдлийн давтамж ба актив чадлын урсгалын тохируулахад оролцдог эх үүсгүүрийн төхөөрөмжүүдэд.   * 1. Энэхүү стандартын шаардлагуудыг эрчим хүчний байгууламжийг барих, сэргээн босгох, шинэчлэх, давтамж болон актив чадлын урсгалын тохиргооны системийн боловсруулалт хийдэг зураг төсөл боловсруулагчид, эрдэм шинжилгээ судалгааны ажилтнууд болон бусад байгууллагууд баримтлан ажиллах ёстой.   **2 Нэр томьёо, тодорхойлолт**  Энэхүү стандартад дараахь нэр томъёо, тодорхойлолтыг хэрэглэнэ.  2.1 тохиргооны бүсийн гаднах урсгал:  Синхрон бүсийн зэргэлдээх хэсгүүдтэй холбогдож байгаа тохиргооны бүс дэх бүх холболтууд эсвэл холболтуудын тодорхой хэсгүүдийн актив чадлын урсгалын алгебрийн нийлбэр (урсгалын тэнцэл)-ийг хэлнэ.  2.2 хоёрдогч чадал:  Хоёрдогч тохиргооны үе дэх үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлын өөрчлөлтийн хэмжээ.  2.3 давтамж болон актив чадлын урсгалын хоёрдогч тохиргоо (хоёрдогч тохиргоо):  Тохиргооны бүсийн гаднах урсгалын тогтоосон утга буюу давтамжийн тогтоосон утгыг сэргээхийн тулд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлыг автоматаар эсвэл оператораар өөрчлөх үйл явц.  2.4 эрчим хүчний системийн албадмал горим: Зарим хяналтын хэсгүүд дэх ачаалал хамгийн их зөвшөөрөгдөх хэмжээнээс их боловч аваарын зөвшөөрөгдөх хэмжээнээс хэтрэхгүй байх үеийн эрчим хүчний системийн горим.  2.5 анхдагч тохиргооны үл мэдрэх бүс:  Турбины эргэлтийн давтамжийн дурын чиглэлд анхны утгаас нь өөрчлөгдөх өөрчлөлтийн хамгийн их хэмжээ нь анхан шатны тохируулгад үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн оролцоо баталгаагүй болгоно.  Анхдагч тохиргооны үл мэдрэх бүс нь турбины эргэлтийн давтамжийн хэмжилтийн хамгийн их алдаа болон анхдагч тохируулагчийн үл мэдрэх байдлаас урган гардаг.  2.6 Параметрийн квази-тогтворжилтын утга:  Параметрийн утгын 20 секундын хугацааны интервалтай дундажлал.  2.7 хяналтын 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 тогтвортой байдлыг хангах зорилгоор актив чадлын урсгалыг хянах эсвэл тохируулдаг хэсэг .  2.8 давтамжийн алдааны залруулга:  Давтамжийн хазайлтаас үндэслэсэн утгыг тогтоосон утгатай харьцуулахад гарсан тохиргооны параметрын өөрчлөлтийн хэмжээ (үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадал, тохиргооны бүсийн гаднах урсгал).  2.9 давтамжийн залруулгын коэффициент:  Тохиргооны бүсэд зориулсан нийлбэр анхдагч чадлын шугаман хамаарлын коэффициент ба давтамжийн өөрчлөлтөөс болсон тохиргооны бүсийн хэрэглээний чадлын өөрчлөлт.  2.10 давтамжийн үзүүлэлтийн статик эгцрэл (C4X налуу):  Нийлбэр анхдагч чадлын шугаман хамаарлын коэффициент ба давтамжийн өөрчлөлтөөс болсон тохиргооны бүсийн хэрэглээний чадлын өөрчлөлт.  2.11 Анхдагч тохиргооны "үл мэдрэх зурвас":  Анхдагч тохиргоо шаардаагүй үеийн нэрлэсэн утганаас хазайсан давтамжийн хазайлтын хэмжээ.  Өгөгдсөн давтамжийн утгын үед анхдагч тохиргооны "үл мэдрэх зурвас"-ын хамгийн бага утга нь анхдагч тохиргооны үл мэдрэх зурвасын утгатай тэнцүү байна.  2.12 тохиргооны бүсийн чадлын балансгүйжилт:  Тохиргооны бүсэд актив чадлын төлөвлөсөн балансаас ямар нэгэн шалтгаанаар хазайсан хазайлт бөгөөд синхрон бүсэд тогтоосон утгаас давтамж хазайх болон өгөгдсөн тохиргооны бүсэд гаднах урсгал давтамжийн залруулгатай тогтоосон утгаас хазайх зэрэг үүдлийг бий болгодог.  2.13 бие даасан холбооны суваг:  Байгууллага нь нийтлэг шалтгаанаар нэгэн зэрэг тасралт (үйлчилгээнээс гадуур) гарах боломжийг зайлуулдаг харилцаа холбооны сувгууд.  2.14 Чадлын хэвийн бус хазайлт:  Эрчим хүчний системийн төлөвлөсөн хэвийн ажлын горимоос тохиргооны бүсийн актив чадлын бодит балансын хазайх хазайлт бөгөөд, актив чадлын хэрэглээнд урьдчилан таамаглах боломжгүй өөрчлөлт болон автомат тохируулагчийн үйлчлэлийн үед төлөвлөсөн утганаас үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадал хазайх үүдлийг бий болгодог.  2.15 нэрлэсэн 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 байдаг.  2.17 нормчилсан анхдагч давтамжийн тохиргоо:  Нормчилсан анхдагч тохиргооны үзүүлэлтүүд (параметрүүд)-тэй уялдуулсан анхдагч тохиргооны тогтоосон нөөцийн хязгаар дотор зориулалтын үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн гүйцэтгэдэг анхдагч тохиргоо юм.  2.18 тохиргооны бүс:  Давтамжийн тохиргоо хийгддэг синхрон бүс эсвэл актив чадлын гаднах урсгалын тохиргоо хийгддэг синхрон бүсийн хэсгийг хэлнэ.  2.19 ерөнхий анхдагч давтамжийн тохиргоо:  Анхдагч тохиргооны нөөцийг ерөнхий анхдагч тохиргооны үзүүлэлтүүд (параметрүүд) –тэй уялдуулсан хугацааны өгөгдсөн агшин дахь хязгаарт үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн гүйцэтгэдэг анхдагч тохиргоо юм.    2.20 анхдагч чадал:  Анхдагч тохиргооны үеийн үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлын өөрчлөлтийн хэмжээ.  2.21 Анхдагч давтамжийн тохиргоо (анхдагч тохиргоо):  Анхдагч тохиргооны үйлчлэлээр үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн чадлыг автоматаар өөрчлөх ажиллагаа бөгөөд давтамжийн өөрчлөлтийг дагуулах ба энэ өөрчлөлтийг багасгахад чиглэгддэг.  2.22 анхдагч тохируулагчууд:  Турбины эргэлтийн давтамжийг болон актив чадлыг автоматаар тохируулах ба үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн анхдагч тохиргоог хангаж өгдөг.  2.23 чадлын тооцоолсон тэнцвэргүйжилт: Анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохиргооны нөөцийг тооцоолоход ашигладаг тохиргооны норматив савлалтын үр дүнд тохиргооны бүсэд үүсч болзошгүй актив чадлын тэнцвэргүйжилтийн хамгийн их утга.  2.24 тохиргооны завсар:  Үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн параметрүүд нь зөвшөөрөгдөх хязгаарт багтаж байгаа үед, түүний ашиглалтын хэвийн нөхцөлд, актив чадлын хувьд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн зөвшөөрөгдөх ачааллын интервал.  2.25 Хоёрдогч тохиргооны нөөц:  Хоёрдогч тохиргоонд ашигладаг үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн ачаалал авах ба хаях (ачаалал авах ба хаях нөөцөд харилцан зохицох) тохиргооны завсарын нэг хэсэг.  2.26 анхдагч тохиргооны нөөц:  Тогтоосон утгатай харьцуулсан давтамж унах буюу өсөх үед хамаарах ачааллах, ачааллаа хаях үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлын баталгаажсан өөрчлөлтийн хамгийн их утга  2.27 Гуравдагч тохиргооны нөөц:  Гуравдагч тохиргоонд ашигладаг ачаалал авах ба хаях, (ачаалал авах ба хаях нөөцөд хамаарах) үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн тохируулагч завсрын нэг хэсэг.  2.28 холбоо (цахилгаан сүлжээнд):  Эрчим хүчний системийн хоёр хэсгийг холбосон цахилгаан сүлжээний элементүүдийн дараалал [цахилгаан дамжуулах шугам, трансформатор, шинийн систем (секц), сэлгэн залгах төхөөрөмж].  2.29 хэсэг (цахилгаан сүлжээнд):  Нэг буюу хэд хэдэн холболтын сүлжээний элементүүдийн багц.  2.30 синхрон бүс:  Цахилгаан гүйдлийн нэгдмэл давтамжтай бүх синхрон ажиллаж байгаа үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжүүдийн болон цахилгаан эрчим хүч хэрэглэгчдийн эрчим хүч хүлээн авах байгууламжийн багцийг хэлнэ.  2.31 Монгол Улсын ЭХНС-ийн анхны синхрон бүс:  Төвийн эрчим хүчний систм.  2.32 Монгол Улсын ЭХНС-ийн хоёр дахь синхрон бүс: Баруун бүсийн эрчим хүчний систем    2.33 анхдагч тохиргооны уналт:  давтамжийн өөрчлөлтийн (чадлын өөрчлөлт) улмаас турбины эргэлтийн давтамжийн тохируулагчийн нөлөөгөөр үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлын өөрчлөлтөөс хамааран тодорхойлогдох коэффициент.  2.34 чадлын гуравдагч тохиргоо (гуравдагч тохиргоо): Хоёрдогч тохиргооны нөөцийг сэргээх зорилгоор үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлыг өөрчлөх үйл явц.    2.35 давтамж:  Цахилгаан гүйдлийн давтамжийн утга.  **3 Товчлол**  Энэхүү стандартад дараах товчлолуудыг ашигласан болно.  АРЧМ –давтамж ба актив чадлын урсгалын автомат тохируулга;  АЦС - атомын цахилгаан станц;  ГA - гидроагрегат;  ГАЭС – усан цэнэгт цахилгаан станц;  ГРАМ – актив чадлын группээр тохируулах систем;  УЦС - усан цахилгаан станц;  ЕЭС ОХУ-ын эрчим хүчний нэгдсэн систем;  НПРЧ - давтамжийн анхдагч тохиргоог нормчилах;  ОПРЧ –давтамжийн ерөнхий анхдагч тохиргоо;  ОЭС - эрчим хүчний системийн нэгдэл;  ПГУ – уур-хийн төхөөрөмж;  САУ -автомат удирдлагын систем;  САУМ - ДЦС, АЦС-ын эрчим хүчний нэгжийн актив чадлыг автоматаар удирдах систем;  СЧХ - давтамжийн үзүүлэлтийн статик;  ТЭС - дулааны цахилгаан станц;  УВК-тооцоолох удирдлагын иж бүрдэл  ЦКС АРЧМ - АРЧМ төв зохицуулалтын систем;  ЦС АРЧМ - төвлөрсөн АРЧМ систем;  ЭС –бүс, орон нутгийн эрчим хүчний систем.  **4 Давтамж болон актив чадлын урсгалын тохиргоонд тавигдах ерөнхий шаардлага**  4.1 ОХУ-ын ЭХНС болон технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системд актив чадлын урсгал болон давтамжийг энэ стандартын шаардлагад заасан хязгаарт байлгах болон хяналтын цэгүүдэд актив чадлын урсгалыг диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн тодорхойлсон хамгийн их зөвшөөрөгдөх хэмжээнд барьж байхын тулд цахилгаан эрчим хүчний горимын байнгын тохиргоог хийж байх ёстой.  4.2 Актив чадлын урсгал болон давтамжаар эрчим хүчний системийн горимыг тохируулахдаа анхдагч (ерөнхий ба хэвийн), хоёрдогч, гуравдагч тохиргоог ашиглаж гүйцэтгэх ёстой.  4.3 ОХУ-ын ЭХНС-ийн анхны синхрон бүсэд дараахь нөхцлүүдийг хангаж 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;  - актив чадлын урсгал хяналтын цэгүүдэд зөвшөөрөгдөх утгын хязгаарт байх.  4.4 ОХУ-ын ЭХНС-ийн хоёрдугаар синхрон бүсэд, технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний систем, түүнчлэн ОХУ-ын ЭХНС -ийн анхны синхрон бүсэд албадмал горимд ажиллахдаа дараахь нөхцлүүдийг хангаж байх ёстой.  - (50.0+0.4) Гц-ээс хэтрэхгүйгээр өдрийн цагийн 95-аас доошгүй хувьд квази-тогтворжилтийн давтамжийн утгууд (50.0+0.2) Гц байх;  - актив чадлын урсгал хяналтын цэгүүдэд зөвшөөрөгдөх утгын хязгаарт байх.  4.5 Эрчим хүчний системийн хэвийн горимд автомат хоёрдогч тохиргоо ашиглан давтамжийг тохируулахдаа дараахь нөхцлийг хангана.  - ОХУ-ын 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 ОХУ-ын ЭХНС -ийн анхдугаар синхрон бүсээс түр хугацаагаар тусгаарлагдан ажиллахаар хуваарилагдсан эрчим хүчний нэгжүүд (эрчим хүчний төвүүд), актив чадлын урсгал болон давтамжийг нь 4.4-т заасны дагуу тохируулах нөхцлөөр хангасан байх ёстой.  Үүний зэрэгцээ, аваарын нөхцлийн үед тусгаарлагдан ажиллахаар хуваарилагдсан эрчим хүчний нэгж (эрчим хүчний төвүүд)-д давтамжийг 4.4-т заасан утганд хүртэл сэргээхээр эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээр батлагдсан эрчим хүчний системийн цахилгаан хэсгийн хэвийн горимын зөрчлийг арилгах, боловсруулалт хийх аюулгүй ажиллагааны дүрмэнд урьдчилан заасан хугацаагаар хангах ёстой.  4.7 Хяналтын цэг дэх актив чадлын урсгалын хязгаарлалт автоматаар хийгдсэн бол урсгалын зөвшөөрөгдөх хамгийн их хэмжээнээс хэтэрсэн хэмжээг 5 минутаас илүүгүй хугацаанд арилгах ёстой.  Хяналтын цэгт актив 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 дүрмийн шаардлагын дагуу арилгах ёстой.  4.8 Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь давтамж болон актив чадлын урсгалыг тохируулахын тулд дараахь нөхцлүүдийг хангасан байх ёстой.  - тохиргооны бүсийг тодорхойлох;  - эрчим хүчний горимыг төлөвлөхдөө анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохиргооны нөөцийг хуваарилах;  - хэвийн анхдагч ба автомат хоёрдогч тохиргоонд оролцох янз бүрийн төрлийн үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжид тавигдах шаардлагыг тодорхойлох;  -актив чадлын урсгалыг хязгаарлах шаардлагатай хяналтын цэгүүдэд (тэдгээрийн зөвшөөрөгдөх хамгийн их урсгалыг тодорхойлох) болон / эсвэл актив чадлын урсгалыг тохируулах шаардлагатай хяналтын цэгүүдийг (цэгүүдийг) тодорхойлох;  - энэхүү стандартын шаардлагын үндсэн дээр холбогдох диспетчерийн төвүүдийн үйл ажиллагааны бүс дэх ЦС (ЦКС) АРЧМ-ын  бүтэц, чиг үүргийг тодорхойлох;  - холбогдох диспетчерийн төвүүдийн үйл ажиллагааны бүсэд ЦС (ЦКС) АРЧМ бий болгохын тулд эрчим хүчний субъектүүдийн үйл ажиллагааг зохицуулах болон эрчим хүчний байгууламжийн шуурхай үйлчилгээний хэсгүүдэд ЦС (ЦКС) АРЧМ -ийн ашиглалтыг цохицуулах ;  - холбогдох диспетчерийн төвүүдийн үйл ажиллагааны бүсэд анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохиргоонд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжүүдийн оролцоог хянах системийг бий болгохын тулд эрчим хүчний субъектүүдийн үйл ажиллагааг зохицуулах;  - ЦС (ЦКС) АРЧМ-ийн удирдах, тооцоолох иж бүрдлүүд болон диспетчерийн төвүүдэд суурилуулсан анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохиргоонд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжүүдийн оролцоог хянах системийн үйл ажиллагааны ашиглалт.  4.9 Эрчим хүчний диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектууд нь цахилгаан гүйдлийн давтамжийн нэрлэсэн утгын хувьд актив чадлын балансыг төлөвлөх ёстой.  4.10 Актив чадлын урсгал болон давтамжийг тохируулахын тулд цахилгаан станцын удирдлага дараахь нөхцлийг хангана.  - цахилгаан станцуудад үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжүүдийн актив чадлын автомат удирдлагын систем бий болгох, ажиллуулах;  - эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс тогтоосон үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохиргооны нөөцийг хадгалах;  - нөөцийг автомат горимоор эсвэл эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн диспетчерийн командын дагуу хэрэгжүүлэхэд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн бэлэн байдал;  - анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохиргоонд үүсгүүрийн төхөөрөмжийн оролцоог хянах төхөөрөмжийг цахилгаан станцуудад нэвтрүүлэх, ажиллуулах;  - ЦС (ЦКС) АРЧМ болон анхдагч, хоёрдогч, гуравдагч тохиргоонд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн 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 тоног төхөөрөмжийг ашиглаж эрчим хүчний горимыг давтамж болон актив чадлын урсгалаар тохируулах нь аюулгүй ажиллагаа хангагдсан нөхцөлд зөвхөн зөвшөөрөгдсөн ажлын горимын хүрээнд, үүсгүүрийн тоног төхөрөмжийн боломжит тохируулгын чадавхийн хязгаарт хийгдэх ёстой.  4.12 Төрөл тус бүрт тавигдах шаардлагыг хангасан нөхцөлд бүх төрлийн тохиргоонд үүсгүүрийн төхөөрөмжийг нэгэн зэрэг оролцуулахыг зөвшөөрнө.  **5 Анхдагч тохиргоо**  **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 тохиргоог хийх ёстой.  5.1.2 ОХУ-ын ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсийг багтаасан синхрон бүсэд анхдагч тохиргоогоор тооцоолсоноос ихгүй актив чадлын тэнцвэргүйжилт үүсэх тохиолдол нь богино хугацааны динамик давтамжийн хазайлтыг (50.0 ± 0.8) Гц-ээс ихгүй хязгаарт барих нөхцлийг хангах ёстой.  5.1.3 ОХУ-ын ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсэд тооцоолсон тэнцвэргүйжилтийн утга нь норматив савлалтын үед үүсгүүрийн тоног төхөөрөмж эсвэл хэрэглэгчдийн цахилгаан байгууламжийн аваарын тасалдалтай холбоотой актив чадлын тэнцвэргүйжилтийн хамгийн их утгатай тохирч байх ёстой.  Тооцоолсон тэнцвэргүйжилтийн утгыг ОХУ-ын 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 ОХУ-ын ЭХНС-ийн анхдугаар синхрон бүсийг багтаасан синхрон бүсэд орох бүх эрчим хүчний системийн хувьд анхдагч тохиргооны 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 тоног төхөөрөмж ОПРЧ -д оролцох ёстой. Үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн ОПРЧ-д оролцох оролцоо 5.2-т заасан ОПРЧ -д оролцох шаардлагад нийцсэн шинж чанартайгаар явагдах ёстой.  5.1.6. 5.3-т заасан шинж чанар, тохируулгатай НПРЧ -ийн тогтоосон нөөцийн хязгаарт баталгаат анхдагч тохиргоог хангадаг тусгай зориулалтын цахилгаан станцууд (эрчим хүчний нэгжүүд)-ээр НПРЧ -ыг гүйцэтгэх ёстой.  НПРЧ-ын тогтоосон нөөц шавхагдахад хүргэдэг давтамжийн хазайлт үүссэн тохиолдолд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмж нь 5.2-т заасан ОПРЧ -ийн шаардлагад нийцсэн шинж чанартай давтамжийн анхдагч тохиргоонд оролцох ёстой.  5.1.7 Тохиргооны зурваст үүсгүүрийн төхөөрөмжийн технологийн автоматикийн анхдагч тохиргооны үед анхдагч чадлын утгыг турбины эргэлтийн давтамжийн шаардлагатай тохируулагчаар хангагдах ёстой.  5.1.8 Давтамжийн хазайлтын үед, турбины эргэлтийн давтамжинд шаардагдах тохиргооны анхдагч чадлын утга нь тохиргооны 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 тоног төхөөрөмж дээр суурилуулсан актив чадлын тохируулагч нь давтамж тохируулагчаар тоноглогдсон байх ёстой.  5.1.10. Актив чадлын тохируулагч талаас турбины эргэлтийн давтамж тохируулагчийн ажиллагаанд саад учруулахыг хориглоно.  5.1.11 Үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлын тохируулагчийн талаас турбины эргэлтийн давтамжийн ажиллагаанд саад учруулахаас урьдчилан сэргийлэхийн тулд түүний давтамжийн тохируулагчийн тохиргоо нь турбины эргэлтийн давтамжийн тохиргооны үзүүлэлтүүдтэй нийцэж байх ёстой.  5.1.12 Актив чадлын бүлэг тохиргоонууд (ПГУ, ДЦС, УЦС-ын бүтцэд багтдаг үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжүүдийн хувьд) турбины эргэлтийн давтамжийн тохируулагчуудын болон давтамж тохируулагчтай актив чадлын тохируулагчийн ажиллагаанд саад учруулахгүй байх ёстой.  5.1.13 Анхдагч давтамжийн тохиргоонд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн оролцоог хангах байгууламжинд зөвхөн турбины эргэлтийн давтамжийн хэмжилтийг ашиглана.  5.1.14 Давтамжийн хазайлт нь анхдагч тохиргооны үлмэдрэх бүсээс хэтэрсэн тохиолдолд (давтамж нь анхдагч тохиргооны тогтоосон "үлмэдрэх бүс"-ээс хэтэрсэн) тохиолдолд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмж 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 тоног төхөөрөмжийн нэрлэсэн 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 тоног төхөөрөмжийн анхдагч тохиргооны уналт, %.  Тайлбар - Δfp = 0 давтамжийн хазайлт нь үлмэдрэх бүсээс хэтрээгүй (давтамж нь анхдагч тохиргооны "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 тохиргооны явцад үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлын өөрчлөлт нь хугацааны хувьд тогтмол бус шинж чанарыг үзүүлэх ёстой. Энэ тохиолдолд квази-тогтворжилттой төлвийн горимд актив чадлын шаардлагатай тогтоосон утгаас хазайсан үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн бодит чадлын хазайлт үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын ±1%-иас ихгүй байх ёстой.  **5.2 Давтамжийн ерөнхий анхдагч**  **тохиргоонд тавигдах шаардлага**  5.2.1. 5.1-д заасан шаардлагуудаас гадна, аливаа төрлийн үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн ОПРЧ -д оролцохын тулд дараахь шаардлагыг хангасан байна.  - үлмэдрэх бүс нь цахилгаан гидравлик тохируулагчаар тоноглогдсон турбин бүхий үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжид давтамж 0.05 Гц-ээс ихгүй, гидравлик тохируулагчаар тоноглогдсон турбин бүхий үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжид 0.15 Гц-ээс хэтрэхгүй байх ёстой1);  - актив чадлын тохируулагчуудад анхдагч тохируулагчийн "үлмэдрэх бүс" -д давтамж (50.000+0.075) Гц-ээс хэтрэхгүй байх;  - анхдагч тохируулагчийн уналт нь уурын болон хийн турбин бүхий эрчим хүчний нэгжийн хувьд 4.0% -иас 5.0% хүртэл, гидравлик турбинуудын хувьд 4.5% -аас 6.0% хооронд байх ёстой.  5.2.2 ОПРЧ -д оролцох анхдагч тохируулагчийн уналтын хэмжээ ба "үлмэдрэх бүс"-ийн утгыг 5.2.1-д заасан шаардлагын дагуу үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн эзэмшигчид тогтооно.  5.2.3 Давтамжийн хазайлт үлмэдрэх бүсээс (анхдагч тохиргооны "үлмэдрэх бүс") хэтэрсэн тохиолдолд анхдагч чадлыг (5.1) томъёогоор тодорхойлсон утгаар үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжөөс хангана. Үүний зэрэгцээ үндсэн болон туслах тоног төхөөрөмжийн багц, үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн ажлын горим, түүний технологийн автоматик нь 5.2.6 - 5.2.10-ын шаардлагыг хангасан байх ёстой.  5.2.4 ОПРЧ-д оролцох үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн бэлэн байдлыг шалгах, баталгаажуулах ажлыг эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээс тогтоосон шаардлагын дагуу гүйцэтгэнэ.  5.2.5 Туслах тоног төхөөрөмж болон цахилгаан станцын эзэмшигчдийн байгууламжуудын буруу ажиллагааны улмаас үүсгүүрийн тоног төхөрөмжийг түр хугацаагаар ОПРЧ-д оролцуулахгүй байх талаар эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын холбогдох диспетчерийн төвд албан ёсоор мэдэгдэх ёстой. .  Төхөөрөмжүүдийн ашиглалтын байдал эсвэл туслах төхөөрөмжийн ажлын горим өөрчлөгдсөний улмаас болон засвар үйлчилгээ хийхтэй холбогдуулан ОПРЧ -д үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийг түр хугацаагаар оролцуулахгүй байх зайлшгүй тохиолдолд цахилгаан станцын эзэмшигчид эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектийн холбогдох диспетчерийн төвд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийг ОПРЧ-д түр оролцуулахгүй байхыг албажуулах хүсэлтийг гаргаж өгөх ёстой.  5.2.6 ОПРЧ -д оролцохын тулд ДЦС-ын генераторын тоног төхөөрөмжийн маневрлах үзүүлэлтүүд (ПГУ -ээс бусад) дараахь шаардлагыг хангасан байх ёстой.  5.2.6.1 Үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10% ба түүнээс бага хэмжээний анхдагч чадлыг (ачаалах, суллах) гүйцэлдүүлэх зайлшгүй шаардлагатай давтамжийн хазайлт гарсан тохиолдолд тохиргооны хязгаарын хүрээнд ОПРЧ -д үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн баталгаатай оролцоог хангах ёстой. Үүний зэрэгцээ, үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10% ба түүнээс бага шаардлагатай анхдагч чадлын хэмжээтэй үед давтамжийн огцом хазайлттай тохиолдолд дараахь шаардлагуудыг хангана.  - 15 секундээс хэтрэхгүй хугацаанд шаардлагатай анхдагч чадлын дор хаяж тал хувийг гүйцэлдүүлэх /бий болгох/;  - хийн түлшний эрчим хүчний нэгжид 5 минутаас илүүгүй хугацаанд, нунтаг нүүрсний эрчим хүчний нэгжид 6 минутаас илүүгүй хугацаанд, нийтлэг уурын хоолойтой ДЦС-д 7 минутаас илүүгүй хугацаанд шаардлагатай бүх анхдагч чадлыг бий болгох.  5.2.6.2. Тохиргооны хязгаарын хүрээнд шаардлагатай анхдагч чадлын утга нь үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын утганаас 10% -аас илүү байхад давтамжийн огцом хазайлт үүсэх тохиолдолд 5.2.6.1-д зааснаас муугүй динамиктай үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10%-ийн утгатай анхдагч чадлыг бий болгох баталгааг хангах ёстой.  5.2.6.3 Тохиргооны хязгаарт, үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10% хувиас дээш хэмжээний анхдагч чадлыг бий болгох, түүнчлэн тохиргооны хязгаараас хэтэрсэн анхдагч чадлыг бий болгох нь 5.1.8 нөхцлийг дагаж мөрдөх үеийн технологийн автоматик ба үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн техникийн хүчин чадал, түүний ажиллах горимоор тодорхойлогддог тухайн тохиргооны дагуу тогтоосон дээд утга, хурдаар хангагдсан байх ёстой.  1) 1950 оноос өмнө үйлдвэрлэсэн турбины хувьд үл “мэдрэх бүс”-ийг 0.25 Гц хүртэл зөвшөөрнө.  2) P хэлбэрийн турбины хувьд анхдагч тохиргооны уналт 4.5% - 6.5% хязгаарт зөвшөөрөгдөнө.  5.2.7 ОПРЧ -д оролцохын тулд УЦС (УЦС) үүсгүүрийн төхөөрөмжийн маневрлах үзүүлэлтүүд нь дараахь шаардлагыг хангасан байх ёстой.  5.2.7.1 Анхдагч чадал (ачаалал авах, хаях) шаардлагыг зайлшгүй хэрэгжүүлэх болсон давтамжийн хазайлтын үед ОПРЧ -д үүсгүүрийн төхөөрөмжийн баталгаатай оролцоог тохиргооны бүх хязгаарт хангах ёстой. Энэ тохиолдолд давтамжийн хазайлтын үсрэлт үүссэн үед 1 минутаас илүүгүй хугацаанд шаардлагатай бүх анхдагч чадлын хэрэгжилтийг хангах ёстой.  5.2.7.2 ГЭС (ГАЭС) гидроагрегатууд ОПРЧ -д оролцох үед шаардлагатай анхдагч чадлын хэрэгжилтийн хурд болон утга ГРАМ -ийн удирдлага дор болон ганцаарчилсан этгээдийн удирдлага дор ажиллаж байх үед аль алинд нь хангагдсан байх ёстой. Бүлгийн удирдлагаас ганцаарчилсан удирдлагад болон эсрэгээр шилжих үед ОПРЧ -д гидроагрегатын оролцооны функц алдагдахыг хориглоно.  5.2.8 ОПРЧ -д оролцохын тулд ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 төрлийн реактор бүхий АЦС-ын генераторын төхөөрөмжийн маневрлах үзүүлэлтүүд нь дараахь шаардлагыг хангасан байх ёстой.  5.2.8.1 Давтамжийн хазайлтын үед тохиргооны зурвасын хязгаарт шаардлагатай анхдагч чадлыг хэрэгжүүлэх замаар ОПРЧ -д үүсгүүрийн төхөөрөмжийн баталгаатай оролцоог хангах ёстой.  - реакторын тоноглолын тухайн агшины чадал нь нэрэлсэн дулааны чадлын 98% -иас илүүгүй үед эрчим хүчний нэгжийн нэрлэсэн чадлын 2 хүртэлх % -ийг ачаалал авхад эсвэл 8 хүртэлх % -ийг ачааллаа хаяхад зориулна;  - реакторын тоноглолын тухайн агшины чадал нэрлэсэн дулааны чадлын 98% -иас 100% хүртэл хувь байх үед эрчим хүчний нэгжийн нэрлэсэн чадлын 8 хүртэлх %-ийг ачаалал хаяхад зориулна.  5.2.8.2. 5.2.8.1-д заасан хязгаарт анхдагч чадлыг хэрэгжүүлэх зайлшгүй шаардлагатай давтамжийн үсрэлт үүссэн үед дараахь хүчин зүйлүүдийг хангана.  - 10 секундээс хэтрэхгүй хугацаанд шаардлагатай анхдагч чадлын талаас багагүй хувийг хэрэгжүүлэх;  - 2 минутаас илүүгүй хугацаанд бүх шаардлагатай анхдагч чадлыг хэрэгжүүлэх.  5.2.8.3 Шаардлагатай анхдагч чадлыг 5.2.8.1-д заасан хязгаараас хэтрүүлэн хэрэгжүүлэх ажлыг, технологийн автоматикийн тохиргоо, АЦС-ын эрчим хүчний блокын үндсэн болон туслах төхөөрөмжийн параметрүүд, 5.1.8 нөхцлийг дагаж мөрдөх үеийн реакторын тоноглолын зөвшөөрөгдөх ажлын горимоос үүдэлтэй үзүүлэлтүүд ба хязгаарлалттайгаар гүйцэтгэх ёстой.  5.2.9 ОПРЧ -д оролцохын тулд ВВЭР-ТОИ реактор бүхий АЦС-ын үүсгүүрийн төхөөрөмжийн маневрлах үзүүлэлтүүд нь дараахь шаардлагыг хангасан байх ёстой.  5.2.9.1 Үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10% ба түүнээс бага хэмжээний анхдагч чадлыг (ачаалал авах, хаяхад) зайлшгүй хэрэгжүүлэх шаардлагатай давтамжийн хазайлтын үед тохиргооны зурвасын хязгаарт ОПРЧ -д үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн баталгаатай оролцоог хангах ёстой. Энэ тохиолдолд үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10% ба түүнээс бага шаардлагатай анхдагч чадлын утгатай давтамжийн үсрэлтийн үед дараахь зүйлүүдийг хангах ёстой.  - 10 секундээс хэтрэхгүй хугацаанд шаардлагатай анхдагч чадлын талаас багагүй хувийг хэрэгжүүлэх;  - 2 минутаас илүүгүй хугацаанд бүх шаардлагатай анхдагч чадлыг хэрэгжүүлэх.  5.2.9.2 Шаардлагатай анхдагч чадлыг 5.2.9.1-д заасан хязгаараас хэтрүүлэн хэрэгжүүлэх ажлыг, технологийн автоматикийн тохиргоо, АЦС-ын эрчим хүчний блокын үндсэн болон туслах төхөөрөмжийн параметрүүд, 5.1.8 нөхцлийг дагаж мөрдөх үеийн реакторын тоноглолын зөвшөөрөгдөх ажлын горимоос үүдэлтэй үзүүлэлтүүд ба хязгаарлалттайгаар гүйцэтгэх ёстой.  5.2.10 ОПРЧ -д оролцохын тулд үүсгүүрийн төхөөрөмж ПГУ –ын маневарлах үзүүлэлтүүд нь дараахь шаардлагыг хангасан байна.  5.2.10.1 Үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10% ба түүнээс бага хэмжээний анхдагч чадлыг (ачаалал авах, хаях) хэрэгжүүлэх зайлшгүй шаардлагатай давтамжийн хазайлтын үед үүсгүүрийн төхөөрөмжийн ОПРЧ-д дэх баталгаатай оролцоог тохиргооны зурвасын хязгаарт хангах ёстой. Энэ тохиолдолд үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10% ба түүнээс бага утгатай шаардлагатай анхдагч чадалтай давтамжийн хазайлтын үсрэлт нь дараахь нөхцлийг хангана.  - 15 секундээс хэтрэхгүй хугацаанд үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 2.5% -тай тэнцэх анхдагч чадлыг хэрэгжүүлэх;  - 30 секундээс хэтрэхгүй хугацаанд үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 5% -тай тэнцэх анхдагч чадлыг хэрэгжүүлэх;  - 2 минутаас илүүгүй хугацаанд үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10% -тэнцэх анхдагч чадлыг хэрэгжүүлэх.  5.2.10.2 Давтамжийн үсрэлттэй тохиолдолд тохиргооны зурвасын хязгаарт шаардлагатай анхдагч чадлын хэмжээ үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10%-иас их байх үед 5.2.10.1.-д заасанаас муугүй динамиктай үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10%-тай тэнцэх хэмжээтэй анхдагч чадлын хэрэгжилтийг хангах баталгааг гаргах ёстой.    5.2.10.3. Тохиргооны зурвасын хязгаарт үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 10%- иас их хэмжээтэй анхдагч чадлын хэрэгжилт , түүнчлэн тохиргооны хязгаарын гаднах анхдагч чадлын хэрэгжилт нь үүсгүүрийн төхөөрөмжийн техникийн хүчин чадлын боломжоор тодорхойлогдсон, хамгийн их утга, хурд түүний ажлын горим болон 5.1.8. нөхцлийн дагуух технологийн автоматикаар хангагдсан байх ёстой.  **5.3 Норматив анхдагч давтамжийн тохиргоонд тавигдах шаардлага**  5.3.1. Ямарч төрлийн үүсгүүрийн төхөөрөмж нь НПРЧ -д оролцохын тулд 5.1-д заасан шаардлагуудаас гадна дараахь ерөнхий шаардлагуудтай зохицсон байх ёстой.  - үүсгүүрийн төхөөрөмж нь давтамжийн залруулгатай актив чадлын автомат тохиргооны системээр тоноглогдсон байх ёстой;  - турбины эргэлтийн хурдыг хэмжих нарийвчлал нь 0.01 Гц-ээс их байх ёсгүй;  - актив чадлын хэмжилтийн нарийвчлал нь үүсгүүрийн төхөөрөмжийн нэрлэсэн чадлын 1% -иас ихгүй, хэмжилтийн алдаа нь нэрлэсэн чадлын 0.1% -иас ихгүй байх ёстой;  - давтамжийн анхдагч тохируулагчийн үл-мэдрэлт 0.01 Гц-ээс ихгүй байх ёстой;  - Анхдагч тохиргооны уналтыг 4.0% - 6.0% хүртэл 0.5% -иас ихгүй алхамтайгаар тогтоох ёстой;  - давтамжийн үл-мэдрэх бүс нь ±0.02 Гц-ээс ихгүй байх ёстой;  - анхдагч тохиргооны "үл мэдрэх зурвас" -ыг (50.000 ± 0.075) Гц хүртэлх хязгаарт тохируулах боломжоор хангасан байх;  - анхдагч тохиргооны "үл-мэдрэх зурвас"-аас гаднах давтамжийн хазайлтын үед (5.1) томъёоны дагуу тухайн агшины давтамжийн хазайлттай пропорциональ шаардлагатай анхдагч чадлын хэрэгжилтээр, давтамж "үл мэдрэх зурвас" руу буцаж орж иртэл хангагдах ёстой. ;  - анхдагч тохиргооны "үл мэдрэх зурвас"-аас гадуур давтамж үсэрсэн тохиолдолд анхдагч тохиргооны тогтоосон нөөц хязгаарт шаардлагатай анхдагч чадлын тал хувь нь 15 секундээс илүүгүй хугацаанд, бүгд 30 секундээс хэтрэхгүй хугацаанд хэрэгжсэн байх ёстой.  - анхдагч тохиргооны функцийг таслахгүйгээр “үлмэдрэх зурвас"-ын утгыг шуурхай өөрчлөх боломжоор хангагдсан байх ёстой;  - анхдагч тохиргооны уналтын утгыг өөрчлөх боломжоор хангагдсан байх ёстой.  5.3.2 Үүсгүүрийн төхөөрөмжийн бие даасан төрлүүдийн онцлогийг харгалзан НПРЧ -д оролцох шаардлагаас гадна цахилгаан эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект энэ стандартын шаардлагыг харгалзан тогтооно.  5.3.3 Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъект нь НПРЧ-д оролцох тоног төхөөрөмжийг сонгохдоо дараахь параметрүүдийг баримтлахыг шаардана.  - анхдагч тохиргооны ачаалал авах болон хаях үеийн нөөцийн хэмжээ;  - анхдагч тохиргооны "үл-мэдрэх зурвас" -ын хэмжээ;  - анхдагч тохиргооны уналтын хэмжээ.  5.3.4 Ашиглаж байгаа генераторын төхөөрөмж дээр НПРЧ -д оролцох горимын оролт гаралтыг анхдагч тохиргооны "үл-мэдрэх зурвас"-ын тавилийн шуурхай өөрчлөлтөөр гүйцэтгэх ёстой.  5.3.5 НПРЧ -д оролцуулхаар сонгосон үүсгүүрийн төхөөрөмжийн хувьд анхдагч тохируулгын параметрүүд нэрлэсэн хэмжээнээс ±0.2 Гц хүртэлх давтамжийн хазайлттай үед анхдагч тохируулгын нөөцийн тогтоосон хэмжээний хэрэгжилт бүрэн гүйцэд тогтоогдсон байх ёстой.  **6 Хоёрдогч тохиргоо**  **6.1 Ерөнхий шаардлага**  6.1.1 Хоёрдогч тохиргоо нь синхрон бүсэд давтамжийн тогтоосон утгыг барих, тохиргооны бүсийн гаднах урсгалыг тохируулах, хяналтын цэгүүд дэх актив чадлын урсгалыг хянах функцийн үүргийг биелүүлэх ёстой.  6.1.2 Давтамжийн тогтоосон утгыг барих ажлыг синхрон бүсэд давтамжийг тохируулах болон/эсвэл давтамжийн залруулгатай тохиргооны бүсийн гаднах урсгалыг тохируулах замаар гүйцэтгэнэ.  6.1.3 Хяналтын цэгүүд дэх актив чадлын урсгалын хязгаарлалт нь нэн тэргүүнд давтамжийн тогтоосон утга буюу тохиргооны бүсийн гаднах урсгалыг барихтай холбоотойгоор тавигдах ёстой.  6.1.4. Эрчим хүчний системийн диспетчерийн шуурхай удирдлагын субъектээр синхрон бүсэд хоёрдогч тохиргооны функцийн хуваарилалтыг хийх үед дараахь диспетчерийн төвүүдийг тодорхойлно.  - синхрон бүсийн давтамжийг тохируулж, хяналтын цэгүүд дэх актив чадлын урсгалыг хязгааралдаг диспетчерийн төв;  -тохиргооны бүсийн гаднах урсгалыг тохируулдаг болон хяналтын цэгүүдэд актив чадлын урсгалыг хязгаарладаг диспетчерийн төвүүд  - зөвхөн хяналтын цэгүүдэд актив чадлын урсгалыг хязгаарладаг диспетчерийн төвүүд.  6.1.5 Гадаад улс орнуудын эрчим хүчний системтэй хамтарсан синхрон бүсийн диспетчерийн төвүүдийн хоорондох хоёрдогч тохиргооны 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 Тохиргооны бүсийн гаднах урсгалыг тохируулахдаа зөвхөн тохиргооны бүсийн чадлын дотоод тэнцвэргүйжилтийг илрүүлэх болон арилгахыг баталгаажуулж, 15 минутаас илүүгүй хугацаанд арилгах шаардлагатай.  6.1.7 Тохиргооны бүсийн гаднах урсгалын тохиргоог дараах томъёогоор тооцоолох ба тохиргооны алдааг G, МВт тэг хүртэл багасгах замаар гүйцэтгэнэ.  G = АРс - K4opxAf, (6.1)  Энд AR – тохируулах урсгалын алдаа,  ДРс = Рс - Рсз, энд Рс - тохиргооны бүсийн гаднах бодит урсгал, Рсз - нэрлэсэн давтамж дахь тохиргооны бүсийн гаднах урсгалын тогтоосон утга, МВт;  Kчор – тохиргооны бүсийн давтамжийн залруулгын коэффициент, МВт / Гц;  Af = f - f3 - тогтоосон утга f3-аас /Гц/ хазайсан давтамжийн хазайлт;  K4opxAf – тохиргооны бүсийн давтамжийн залруулга, МВт.  Тохиргооны бүсэд актив чадлыг хүлээн авах үед тохиргооны бүсийн гадаад урсгалыг эерэг, давтамжийн хазайлт нь тогтоосон утгаас хэтэрсэн тохиолдолд (тохиргооны бүсэд актив чадлын дутагдал үүсэх үед G-ийн тохиргооны 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 ОХУ-ын ЭХНС-ийн тохируулгын болон синхрон бүсийн давтамжийн залруулгын коэффициентын тогтоосон утгыг системийн оператор (технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системд – эрчим хүчний систем дэх шуурхай-диспетчерийн 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 тогтоосон утгыг цахилгаан эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субъект болон гадаад улс орны эрчим хүчний системд шуурхай-диспетчерийн удирдлагын функцийг гүйцэтгэх байгууллагуудын хоорон дын тохиролцсон шийдвэрийн дагуу тодорхойлно.  6.1.11 Хоёрдогч тохируулгыг шаардлагатай маневрлах болон тохируулах чадвартай үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжөөр 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 тоног төхөөрөмж хоёрдогч тохируулганд оролцох үед (түүний дотор автоматаар оролцох) түүний анхдагч тохируулганд оролцох функцийг хадгалах ёстой.  6.1.14 Цахилгаан эрчим хүчний системийн шуурхай диспетчерийн удирдлагын субъект нь актив чадлын урсгалыг тохируулах, хязгаарлах функцийг гүйцэтгэхийн тулд дараахь нөхцлүүдийг хангасан байх ёстой.  - цахилгаан эрчим хүчний байгууламжаас диспетчерийн төв рүү хяналтын цэгүүдийн актив чадлын телехэмжилтийн урсгалыг болон давтамжийн телехэмжилтийг дамжуулах;  - диспетчерийн төвүүдэд тохируулгын бүсийн гаднах урсгалын тухайн агшины утгыг, хяналтын цэгүүд дэх актив чадлын нийт урсгалыг, тохируулгын бүсэд давтамжийн залруулгыг бүрдүүлэх;  - диспетчерийн төвүүдэд тохируулгын урсгалын алдааны тухайн агшины утга ба (6.1) томъёоны дагуу тохируулгын бүс дэх актив чадлын тэнцвэргүйжилтийн тухайн агшины тооцоолсон утгыг (тохируулгын алдаа) бүрдүүлэх;  - диспетчерийн төвүүдэд хяналтын цэгүүдийн тухайн агшины хэт ачааллын утгуудыг холбогдох хяналтын цэгүүд дэх актив чадлын хамгийн их зөвшөөрөгдөх урсгалтай хяналтын цэгүүд дэх тухайн агшины актив чадлын нийт урсгалыг харьцуулах замаар бүрдүүлэх.  6.1.15 Цахилгаан эрчим хүчний системд шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субъект нь хоёрдогч давтамжийн тохируулгын функцийг гүйцэтгэхийн тулд дараахь нөхцлүүдийг хангасан байх ёстой.  - цахилгаан эрчим хүчний байгууламжаас диспетчерийн төв рүү давтамжийн телехэмжил- тийг дамжуулах;  - диспетчерийн төвүүдэд (6.2) томъёоны  дагуу тохируулгын алдааны тухайн агшины утгыг бүрдүүлэх  6.1.16 Цахилгаан эрчим хүчний системд шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субъектууд хоёрдогч тохируулгын функцийг үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлыг өөрчлөх диспетчерийн тушаал өгөх ба / эсвэл ЦС (ЦКС) ARCM –ийг ашиглаж хоёрдогч чадалд даалгавар өгөх замаар хэрэгжүүлдэг.  6.1.17 Ачааллах, ачааллаа хаях үеийн хоёрдогч тохируулгын нөөц утгууд нь чадлын хэвийн бус хазайлтыг нөхөх, тохируулгын бүс дэх актив чадлын тооцоолсон тэнцвэргүйжилтийг нөхөхөд хангалттай байх бөгөөд хяналтын цэгүүдэд үүсэх болзошгүй хэт ачааллыг буулгах нөхцлийг хангах ёстой.  ОХУ-ын ЭХНС дэх хэвийн бус хазайлт ба актив чадлын тооцоолсон тэнцвэргүйжилтийн утгыг системийн оператор, харин технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн цахилгаан эрчим хүчний системд - цахилгаан эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын холбогдох субъектууд тодорхойлно.  6.1.18 Тохируулгын бүс дэх хоёрдогч тохируулгын нөөцийн утгууд болон шилжүүлэх байршлыг төлөвлөхдөө хяналтын цэгүүдийн нэвтрүүлэх чадварыг харгалзан авч үзнэ.  **6.2 Автомат хоёрдогч тохируулгад тавигдах шаардлага**  6.2.1 ОХУ-ын ЭХНС болон технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн цахилгаан эрчим хүчний системд автомат хоёрдогч тохируулгыг дараахь зорилгоор хийх ёстой.  - тохируулгын бүсэд актив чадлын тэнцвэргүйжилт үүссэн тохиолдолд хэвийн давтамжийн түвшинг сэргээх хугацааг багасгах;  - хяналтын холболт болон цэгүүдийн хэт ачааллыг арилгах хугацааг багасгах;  - давтамжийн хазайлтын улмаас үйлдвэрлэсэн болон хэрэглэсэн цахилгаан эрчим хүчний төлөвлөсөн хэмжээнээс хамгийн бага хазайлттай байхыг хангахад чиглэсэн 4.5-ын шаардлагыг биелүүлэх.  6.2.2 ОХУ-ын ЭХНС-ийн автомат хоёрдогч тохируулгын бүтэц нь өөртөө дараах хүчин зүйлүүдийг тусгасан байх ёстой:  - ОХУ-ын ЭХНС-ийн түвшинд (ЦКС АРЧМ ЕЭС) төв зохицуулалтын систем;  - эрчим хүчний нэгдсэн системийн түвшний төвлөрсөн систем (ЦС АРЧМ ОЭС);  - нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системийн түвшний төвлөрсөн систем (ЦС АРЧМ ЭС).  6.2.3 ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС, ЦС АРЧМ ЭС –ийн бүтцэд дараахь зүйлүүд орно.  - системийн операторын (УВК) хяналтын компьютерийн цогцолбор;  - Үүсгүүрийн төхөөрөмжүүд нь ЦС (ЦКС) АРЧМ (цаашид станцын АРЧМ төхөөрөмж гэх) -ийн удирдлага дор холбогдсон цахилгаан станцуудад суурилуулсан ARCHM төхөөрөмж;  - УВК болон АРЧМ станцын төхөөрөмжүүдийн харилцан үйлчлэлийн тусгайлсан зохион байгуулалттай холбооны сувгууд.  6.2.4 УВК ЦКС АРЧМ ЕЭС нь системийн операторын үндсэн диспетчерийн төвд суурилна , УВК ЦС АРЧМ ОЭС нь системийн операторын диспетчерийн төвүүдэд суурилна  - нэгдсэн диспетчерийн удирдлага, УВК ЦС АРЧМ ЭС нь системийн операторын диспетчерийн төвүүдэд суурилна - бүсийн диспетчерийн удирдлага.  6.2.5 Цахилгаан эрчим хүчний байгууламжаас диспетчерийн төвүүдэд УВК -ийн үйл ажиллагаа явуулах цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийн талаарх мэдээллийн хэмжээг системийн оператор тогтооно.  6.2.6 ЦС (ЦКС) АРЧМ -д холбогдсон цахилгаан станцууд (эрчим хүчний нэгжүүд) зөвхөн нэг УВК -ээс хоёрдогч тохируулгын командыг хүлээн авах ёстой.  6.2.7 Цахилгаан станц ба/эсвэл эрчим хүчний нэгжид УВК -д хоёрдогч чадлын даалгавар үүсгэх үед урсгалыг хязгаарлах функц нь давтамж ба/эсвэл урсгалыг тохируулах функцээс давуу эрхтэй байх ёстой.  6.2.8 Цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний нэгжид хоёрдогч чадлыг дээд талын диспетчерийн төвийн УВК -ээс доод талын диспетчерийн төвийн УВК -ээр дамжуулан шилжүүлэхдээ, сүүлчийнх нь дээд талын диспетчерийн төвийн УВК -аас хүлээн авсан хоёрдогч чадлын даалгаврын хэрэгжилт нь хаалттай цахилгаан сүлжээнд хязгаарлалт байгаа үед урсгалыг хязгаарлах функцэд давуу эрх олгох ёстой  6.2.9 Цахилгаан станц ба/эсвэл эрчим хүчний нэгжийг ЦКС АРЧМ ЕЭС эсвэл ЦС АРЧМ ОЭС -ийн түвшний УВК -д шууд холбох үед хоёрдогч чадлын даалгаварын утгыг холбогдох доод талын диспетчерийн төвд дамжуулах ёстой.  6.2.10 АРЧМ станцын төхөөрөмжид дараахь зүйлс орно.  - цахилгаан станцын үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлын удирдлагын систем (ДЦС-ын эрчим хүчний нэгжийн САУМ, ГРАМ ГЭС, САУ ГА ГЭС);  -АРЧМ терминал (харилцаа холбооны модуль) нь УВК болон цахилгаан станцын үүсгүүрийн төхөөрөмжийн актив чадлын удирдлагын системүүдийн харилцан үйлчлэлийг хангадаг.  6.2.11 Үүсгүүрийн төхөөрөмжийн бие даасан төрлүүдийн онцлогийг харгалзан автомат хоёрдогч тохируулгад оролцох нэмэлт шаардлагыг цахилгаан эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субъект энэ стандартын шаардлагыг харгалзан тогтооно.  6.2.12. Автомат хоёрдогч тохируулгад хамрагдсан үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн хувьд цахилгаан эрчим хүчний системд шуурхай- диспетчерийн удирдлагын субъект дараахь параметрүүдийг тогтооно.  - ачааллах, ачааллыг буулгах хоёрдогч тохируулгын нөөцийн утгууд;  - хоёрдогч чадлын даалгаварын өөрчлөлтийн хамгийн их хурдны утга.  **6.3 Автомат хоёрдогч тохируулгын программ, техник хангамжид тавигдах шаардлага**  6.3.1 ЦС (ЦКС) АРЧМ нь дараах ерөнхий шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний нэгж холбогдсон УВК -аас хоёрдогч чадлын даалгаварыг АРЧМ -ийн станцын төхөөрөмжүүдэд дамжуулахыг секундэд дор хаяж нэг удаа циклээр хийх ёстой;  - цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний нэгж холбогдсон УВК -аас АРЧМ терминал руу хоёрдогч чадлын даалгаврыг дамжуулах хугацаа 1 секундээс хэтрэхгүй байх ёстой;  - АРЧМ -ийн станцын төхөөрөмжөөс цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний нэгж холбогдсон УВК руу мэдээлэл дамжуулах нь секундэд дор хаяж нэг удаа циклээр явагдах ёстой;  - цахилгаан станц ба / эсвэл эрчим хүчний нэгж холбогдсон АРЧМ станцын төхөөрөмжөөс УВК руу мэдээлэл үүсгэж, дамжуулах хугацаа 2 секундээс хэтрэхгүй байх ёстой;  - диспетчерийн төвүүд болон УВК -тэй холбогдсон цахилгаан станцуудад АРЧМ -ийн ЦС (ЦКС) үйл ажиллагаанд зөвшөөрөлгүй хөндлөнгөөс оролцохоос хамгаалсан байх ёстой;  - диспетчерийн төвүүд болон УВК холбогдсон цахилгаан станцуудад УВК болон АРЧМ -ийн станцын төхөөрөмжүүдийн хооронд дамжуулж буй бүх мэдээллийг 1 секундын алхамаар бүртгэх, хадгалах, одон орны цагийг дор хаяж 1 секундын нарийвчлалтайгаар бүртгэх ёстой. хангасан байх ба архивын мэдээллийг 1 жилээс доошгүй хугацаагаар хадгална.  6.3.2 АРЧМ -ийн ЦС (ЦКС)-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.  6.3.3 УВК нь дараах ерөнхий шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - УВК програм хангамж нь 6.1.1-д заасан бүх хоёрдогч тохируулгын бүх функцийн гүйцэтгэлийг, түүнчлэн бусад УВК -тэй харилцан үйлчлэлцэх нөхцлийг хангах ёстой;  - УВК -д өгөгдсөн цикл бүхий бодит цаг хугацааны горимд ажилладаг интеграл (пропорциональ-интеграл) тохируулгуудыг ашиглах ёстой;  - УВК-ийн функциналог алгоритмыг секундэд дор хаяж нэг удаа циклээр гүйцэтгэх ёстой;  - УВК –ийн бүтэн хоногийн турш тасралтгүй функциналог ажиллагааг (хоногт 24 цаг, долоо хоногт 7 өдөр) хангаж байх ёстой;  - УВК 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 УВК-ийн заасан тохиргооны талаарх мэдээлэл алдагдахаас хамгаалсан байх ёстой.  6.3.4 УВК болон АРЧМ станцын төхөөрөмжүүдийн харилцан үйлчлэлийн холбооны сувгууд нь дараах ерөнхий шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - мэдээлэл дамжуулах чиглэл бүрт хоёроос багагүй бие даасан харилцааны сувгийг бий болгох;  - нэг холбооны сувгийн хүртээмжийн коэффициент жилд 0.99 –ээс багагүй байх ёстой.  6.3.5 УВК-д ашиглагдаж буй цахилгаан эрчим хүчний горимын параметрүүдийг хэмжих хэрэгсэл, тэдгээрийг диспетчерийн төв рүү дамжуулах холбооны суваг нь дараахь 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 , баталгаат 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 AC 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 актив чадал ба / эсвэл эрчим хүчний нэгж, цахилгаан дамжуулах шугам болон тоног төхөөрөмжийн актив чадлын урсгалыг 0.5 нарийвчлалын ангилалтай гүйдлийн трансформаторын хэмжих хэлхээнд холбогдсон 0.5S нарийвчлалын ангилалтай дижитал цахилгаан мэдрэгчээр хэмжих ёстой;  - актив чадлын мэдрэгч нь 1 секундын дундаж үетэй бүх (гурван фазын) үйлчилж байгаа чадлыг тооцоолох ёстой;  - актив чадлын мэдрэгчийн хэмжих хэлхээ нь нөөц хүчдэлийн трансформатор руу дамжуулах боломжтой байх;  - Мэдрэгчтэй актив чадлын 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 АРЧМ станцын төхөөрөмжүүд нь дараах ерөнхий шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - АРЧМ 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;  - АРЧМ станцын төхөөрөмж нь хоёрдогч чадлын даалгаварыг хүлээн авснаас хойш үүсгүүрийн төхөөрөмжийн актив чадлын холбогдох өөрчлөлтийн САУ ГА (САУМ) даалгавар үүсэх хүртэлх хугацаа 2 секундээс хэтрэхгүй байх ёстой.  6.3.7 Нэмж дурдахад ГРАМ, САУМ системүүд нь дараах шаардлагыг хангасан байх ёстой.  - ГРАМ, САУМ -ийн функционолог ажиллагааг секундэд багадаа нэг удаа циклээр хийх ёстой;  - програм хангамж, техник хангамжийн доголдол, түүний дотор эрчим хүчний тасралтын дараа ГРАМ, САУМ тохиргоо алдагдхаас хамгаалах;  - автомат хоёрдогч тохиргооны хуурамч команд хэрэгжихээс хамгаалах хамгаалалтыг хангах ёстой.  **7 Гуравдагч тохиргоо**  7.1 Гуравдагч тохиргоог хоёрдогч тохиргооны нөөцийн тогтоосон утгыг хадгалах, давтамжийн болон актив чадлын урсгалын тохиргооны явцад, тэдгээрийг нөхөн сэргээх зорилгоор гүйцэтгэнэ.    7.2 Гуравдагч тохиргооны хувьд дараахь хүчин зүйлийг хэрэглэх ёстой:  - гидрогенераторыг асаах-зогсоох;  - асаах-зогсоох, усан цахилгаан станцыг үүсгүүрийн эсвэл, шахах горимд шилжүүлэх;  - ДЦС-ын ЭХН блокийг ачааллах (чөлөөлөх);  - ПГУ нэгж блокийг ачааллах (чөлөөлөх);  - АЦС-ын ЭХН блокийг ачааллах (чөлөөлөх).  7.3 Эрчим хүчний системийн шуурхай- диспетчерийн удирдлагын субъектын төлөвлөсөн гуравдагч тохиргооны нөөцийн хэмжээ нь хоёрдогч тохиргооны нөөцийг нөхөн сэргээхэд хангалттай байх ёстой.    7.4 Гуравдагч тохиргооны нөөцийн хэмжээ, төлөвлөлтийг төлөвлөхдөө хяналтын хэсгүүдийн нэвтрүүлэх чадварыг харгалзаж үзэх ёстой.    7.5 Гуравдагч тохиргооны нөөцийг ашиглах түр журам нь хоёрдогч тохиргооны нөөцийг бүгдийг шавхахаас зайлсхийх ёстой.  **8 Синхрон хугацааны залруулга**  8.1 Эрчим хүчний горимыг удирдах явцад өгөгдсөн хугацааны интервал дахь нэрлэсэн утгаас давтамжийн дундаж утгад үүссэн хазайлт нь 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 агшин 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 нэрлэсэн утгаас хазайсан хазайлт;  At =1 С.  8.4 ОХУ-ын ЭХНС-д синхрон хугацаа одон орныхоос хазайх хазайлтыг хянах ажлыг системийн оператор, технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системд - эрчим хүчний системд шуурхай-диспетчерийн удирдлагын холбогдох субъект гүйцэтгэдэг.  8.5 Эрчим хүчний системийн тусгаарлагдсан ажиллагааны үед түр хугацаагаар хуваарилагдсан, эрчим хүчний бүсэд одон орны цаг хугацаанаас синхрон цаг хугацааны хазайсан хазайлтыг хянахгүй.  8.6 ОХУ-ын ЭХНС-ийн анхдагч синхрон бүсэд синхрон цаг хугацааг залруулах журмыг системийн оператор болон синхрон бүсэд багтсан гадаад улс орны эрчим хүчний системд шуурхай-диспетчерийн удирдлагын функцийг гүйцэтгэдэг байгууллагуудын хамтарсан шийдвэрийн дагуу тогтооно. .      8.7 ОХУ-ын ЭХНС-ийн хоёрдогч синхрон бүс ба технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системд синхрон цаг хугацааг системийн оператор болон эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын холбогдох субъектууд залруулдаг.    8.8 ОХУ-ын ЭХНС-ийн анхдагч синхрон бүсэд одон орны цаг хугацаанаас синхрон цаг хугацааны зөвшөөрөгдөх хазайлтын хэмжээ нь ±30 секундээс ихгүй байх, ОХУ-ын ЭХНС-ийн хоёрдагч синхрон бүс болон технологийн хувьд тусгаарлагдсан нутаг дэвсгэрийн эрчим хүчний системд ±60 секундээс ихгүй байх ёстой  **9 Давтамжийн болон актив чадлын**  **урсгалын тохиргоонд мониторинг хийх**    9.1 Анхдагч ба автомат хоёрдогч тохиргоонд оролцох үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн оролцоонд хяналт тавих  9.1.1 Бүх цахилгаан станцад үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн ОПРЧ -д оролцох оролцоонд мониторинг хийх нөхцлийг хангасан, байх ёстой. Харин НПРЧ болон автомат хоёрдогч тохиргоонд оролцож буй цахилгаан станцуудад мониторингийн оролцоо дээр заасан төрлийн тохиргоонд л байна.  9.1.2 Эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субьект нь ОПРЧ, НПРЧ болон автомат хоёрдогч тохиргоонд үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн оролцоонд мониторинг хийх нөхцлийг хангасан байх ёстой.  9.1.3 Цахилгаан станцуудын эрх бүхий этгээд 5.1.14-т заасны дагуу тухайн агшины давтамжийн хазайлтын үе дэх шаардлагатай анхдагч чадлын утга бүхий тогтоосон утгаас актив чадлын тухайн агшины хазайлтыг харьцуулах замаар ОПРЧ болон НПРЧ -д үүсгүүрийн төхөөрөмжийн оролцоонд мониторинг хийнэ.  9.1.4 Цахилгаан станцуудад ОПРЧ болон НПРЧ -д үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн оролцоонд мониторинг хийх зорилгоор дараахь нөхцлүүдийг хангасан байх ёстой.  - турбины эргэлтийн давтамжийг ОПРЧ -ийн хувьд 0.05 Гц-ээс багагүй, НПРЧ -ийн хувьд 0.01 Гц-ээс багагүй нарийвчлалтайгаар хэмжих;  - 0.5-ийн нарийвчлалын ангилалттай гүйдлийн трансформаторын хэмжих хэлхээнд холбогдсон, 0.5S нарийвчлалын ангилалтай актив чадлын мэдрэгч бүхий үүсгүүрийн төхөөрөмжийн актив чадлын дараах нөхцлүүдийг дагаж мөрдөх үеийн хэмжилт  a) актив чадлын мэдрэгч нь 1 секундын дундаж үетэй тухайн агшины актив чадлыг бүрэн тооцоолох (гурван фазаар) ёстой;    б) актив чадлын мэдрэгчийн хэмжих хэлхээ нь нөөц хүчдэлийн трансформатор руу шилжих боломжтой байх;  в) мэдрэгчтэй актив чадлын хэмжилтийг мэдрэгчийн хэмжилтийн бүх хүрээний 0.1% -иас ихгүй нарийвчлалтайгаар дамжуулах ёстой.  9.1.5 НПРЧ -д оролцогч цахилгаан станцууд нь НПРЧ -д үүсгүүрийн төхөөрөмжийн оролцоонд мониторинг хийх шаардлагатай параметрүүдийг бүртгэх мониторингийн системийн төхөөрөмжтэй байх ёстой бөгөөд бүртгэгдсэн параметрүүдийн архивыг эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субьект диспетчерийн төвд шилжүүлэх боломжтой байх ёстой.  9.1.6 Системийн мониторингийн төхөөрөмж, НПРЧ -д үүсгүүрийн төхөөрөмжийн оролцоонд мониторинг хийхэд шаардлагатай бүртгэгдсэн параметрийн хэмжээнд тавигдах шаардлагыг эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субьект тогтоодог.  9.1.7 Эрчим хүчний системийн шуурхай- диспетчерийн удирдлагын субьект нь диспетчерийн төвүүдээс хүлээн авсан телеметрийн мэдээллийг ашиглан ОПРЧ -д үүсгүүрийн төхөөрөмжийн оролцооны мониторинг, мониторингийн системийн өгөгдлийг ашиглан, хэрэгжсэн анхдагч чадлыг тухайн агшины давтамжийн хазайлтын үе дэх шаардлагатай анхдагч чадлын утгатай харьцуулах замаар НПРЧ -д үүсгүүрийн төхөөрөмжийн оролцооны мониторинг гүйцэтгэдэг.  9.1.8 Үүсгүүрийн төхөөрөмжийн ОПРЧ-д оролцооны мониторинг давтамжийн хазайлт нэрлэсэн хэмжээнээс ±0.2 Гц ба түүнээс дээш тохиолдолд эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субъект гүйцэтгэдэг.  9.1.9 Эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субъект нь үүсгүүрийн төхөөрөмжийн автомат хоёрдогч тохиргоо дахь оролцоонд өгөгдсөн утгаас актив чадлын тухайн агшин дахь хазайлтыг УВК -ийн хоёрдогч чадлын өгөгдсөн утгатай харьцуулан мониторинг гүйцэтгэнэ.    9.1.10 Үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн ОПРЧ, НПРЧ дэх оролцоо болон эрчим хүчний системийн шуурхай- диспетчерийн удирдлагын субъектын диспетчерийн төвд автомат хоёрдогч тохиргоонд мониторинг хийхдээ байгалийн цагтай холбож тогтоох болон хадгалах ажлыг гүйцэтгэх ёстой.  - эрчим хүчний байгууламжийн давтамжийн хэмжилт;  - үүсгүүрийн тоног төхөөрөмжийн актив чадлын хэмжилт;  - УВК -аас тохиргооны байгууламжуудад хоёрдогч чадлыг хуваарилах.  **9.2 Эрчим хүчний систем дэх давтамжийн тохиргооны чанарын хяналт**  9.2.1 Эрчим хүчний системийн шуурхай- диспетчерийн удирдлагын субъект нь дараахь зүйлүүдийг хийх ёстой.  - эрчим хүчний систем дэх давтамжийн тохиргооны чанарыг хянах;  - тохиргооны ба синхрон бүсийн давтамжийн хариу эгцэрлийг тодорхойлох.  9.2.2.Эрчим хүчний системийн шуурхай- диспетчерийн удирдлагын субьектын диспетчерийн төвүүдэд эрчим хүчний систем дэх давтамжийн тохиргооны чанарыг хянахын тулд бүртгэл, хадгалалтыг байгалийн цагийн дагуу гүйцэтгэнэ.  - ЭХ-ний систем дэх давтамжийн хэмжилт;  - тохиргооны бүсийн хил хязгаарыг тодорхойлсон холбоосын дагуух актив чадлын урсгалын хэмжилт.  9.2.3 Давтамжийн хэмжилтийн хадгалсан баримт дээр үндэслэн эрчим хүчний системийн шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субъект нь дараахь 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.  - Сонгол Улсын ЭХНС-ийн анхдагч синхрон бүсийн хувьд дараахь 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 шуурхай-диспетчерийн удирдлагын субъект нь синхрон бүсэд 0.05 Гц ба түүнээс дээш давтамжийн хазайлтад хүргэдэг актив чадлын тогтворгүйжилтын тохиолдол бүрийн хувьд тохиргооны болон синхрон бүсийн давтамжийн хариу урвалын эгцрэлийн бодит утгыг тодорхойлох ёстой.    9.2.5 Актив чадлын тэнцвэргүйжилт бүртгэгдсэнээс бусад тохиргооны бүсийн давтамжийн хариу урвалын эгцрэлийг <т, МВт/Гц дараах томъёогоор тодорхойлно.  *A*Рс (9.1)  энд ДРС = Рс-Рс0 нь тохиргооны бүсийн гаднах урсгалын өөрчлөлт (актив чадлыг хүлээн авалт нэмэгдэх үед эерэг), МВт,  энд Рс – тохиргооны бүсийн гаднах урсгалын квазитогтворжилтын утга (актив чадлын тэнцвэргүйжилт үүссэнээс хойш 10-аас 30 секундын хооронд), МВт;  Pco - актив чадлын тэнцвэргүйжилтийн өмнөх тохиргооны бүсийн гаднах урсгалын квази-тогтворжилтын утга, МВт;  Af = f - f0 - давтамжийн өөрчлөлт, Гц,  энд f- давтамжийн квазитогтворжилтын утга (актив чадлын тэнцвэргүйжилтээс хойш 10-30 секундын хооронд), Гц;  f0 - идэвхтэй чадлын тэнцвэргүй байдлын өмнөх бараг тогтвортой байдлын давтамжийн утга, Гц.  9.2.6 Актив чадлын тэнцвэргүйжилт бүртгэгдсэн хязгаар дахь тохиргооны бүсийн давтамжийн хариу урвалын эгцрэл, сг, MW/Hz, дараах томъёогоор тодорхойлогдоно  <j = А/ (9.2)  энд ДРнб нь тохиргооны бүсийн актив  чадлын тэнцвэргүйжилт, 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 Тохиргооны бүсүүдийн давтамжийн хариу урвалын бодит эгцрэлийн тооцоолсон утгыг баталгаажуулахын тулд багадаа нэг удаа ОПРЧ ба НПРЧ -д үүсгүүрийн төхөөрөмжийн оролцооны давтамжийн хариу урвалын эгцрэлд үзүүлэх нөлөөллийн түвшинг тодорхойлно. Системийн оператор нь 5 жил тутамд 1-ээс багагүй удаа Монгол Улсын ЭХНС-ийн анхдагч синхрон бүсэд системийн туршилт явуулахыг зохион байгуулах ёстой. |