

Подходы к организации противоаварийного управления электроэнергетическими режимами микроэнергосистем

Илюшин Павел Владимирович

Заместитель Генерального директора –
Главный инспектор
ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», к.т.н.,
руководитель подкомитета С6 РНК СИГРЭ,
руководитель подкомитета ПК-5
ТК 016 «Электроэнергетика» Росстандарта

Ялта, 2016





Цели и задачи ПАУ

МИКРОЭНЕРГОСИСТЕМА – это часть распределительной сети, как правило НН, имеющая фиксированные границы, включающая энергопринимающие устройства потребителей и распределенные энергоресурсы, технологические режимы которых являются управляемыми и скоординированными как в параллельном режиме работы с электроэнергетической системой, так и в изолированном

Основными целями противоаварийного управления (ПАУ) являются обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей и живучести энергосистемы

НАДЕЖНОСТЬ имеет широкое и разнообразное толкование применительно к различным областям техники, в данном случае – это надежность параллельной работы, которая характеризуется эффективностью мер по предотвращению ущерба потребителям, связанным с аварийным недоотпуском электроэнергии в течение заданного промежутка времени

ЖИВУЧЕСТЬ – это способность энергосистемы противостоять редким и тяжелым аварийным возмущениям, не допуская каскадного развития аварий с массовыми нарушениями электроснабжения потребителей

Задача ПАУ заключается в обеспечении работы необходимой и достаточной совокупности систем, комплексов и устройств противоаварийной автоматики и их алгоритмов для предотвращения развития аварийных возмущений в аварии, сопровождающиеся ущербом, по своим масштабам и последствиям превышающим минимально неизбежный при данном аварийном возмущении



Иерархические уровни надежности в ЕЭС России

Структура надежности электроэнергетической системы включает три иерархических уровня надежности электроснабжения потребителей, выделенные в соответствии с технико-энергетическими и хозяйственно-экономическими особенностями функционирования электроэнергетики России:

- **1-й иерархический уровень** – генерирующие мощности, обеспечивающие балансовую надежность;
- **2-й иерархический уровень** – системообразующие магистральные сети 220-1150 кВ федерального значения;
- **3-й иерархический уровень** – региональные (территориальные) распределительные сети 6(10)-35-110-150-220 кВ, предназначенные для обеспечения электроснабжения территорий и отдельных потребителей.

1-й и 2-й иерархический уровни можно объединить в понятие системная надежность, которая характеризуется вероятностью бесперебойной подачи электроэнергии в магистральные центры питания (подстанции 220-750 кВ).





Особенности аварийных процессов

Аварийные процессы в автономной режиме работы (автономная энергосистема; выделенный на изолированную работу энергорайон) часто протекают тяжелее для потребителей электрической энергии, особенно тогда, когда в таком режиме работы возникают аварийные дефициты мощности

1

В небольших автономных энергосистемах (выделенных энергорайонах) внезапное отключение генератора, группы генераторов, или целой электростанции может привести к полному нарушению электроснабжения особо ответственных и социально-значимых потребителей

2

При выделении энергорайона на автономную работу, баланс генерации и потребления в нем может изменяться от такого избытка генерации, что потребуются отключать часть генераторов, до дефицитов мощности, приближающихся к 100%

3

Технические характеристики современных ГУ (газотурбинных, газопоршневых, ветроэнергетических, солнечных), значительно отличаются от аналогичных параметров паротурбинных установок, которые определяют динамические процессы при внешних возмущениях

4

Повышение экономичности и эффективности современных ГУ осуществляется в т.ч. за счет уменьшения времени ликвидации аварийных возмущений (применение цифровых устройств РЗА), при этом скорости восстановления нормального режима сети возрастают



Виды противоаварийной автоматики распределительных сетей

1

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок снижения частоты и её последующего восстановления

2

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем (отключение генератора; деление энергосистемы на несинхронно работающие части)

3

Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки линий электропередачи и оборудования

4

Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок снижения напряжения

5

Частотная делительная автоматика (ЧДА) предназначена для предотвращения полного останова тепловых электростанций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме (действует на выделение электростанций/энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район)



Работа АЧР в изолированном режиме работы

1

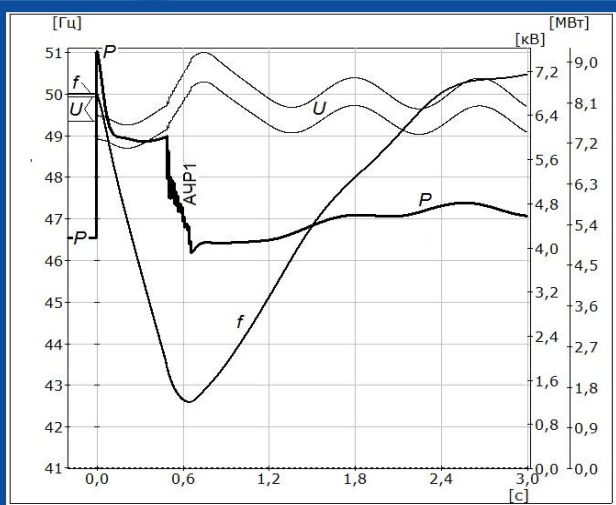


Рис. 1. Отключение трех ГПУ из шести, работает АЧР1

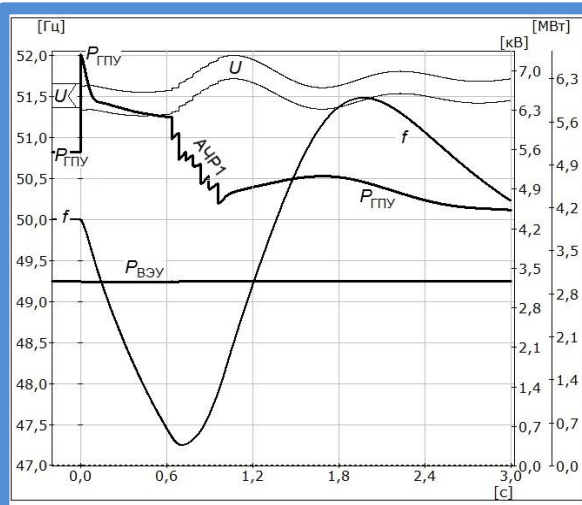


Рис. 2. Отключение трех ГПУ, в работе остаются одна ГПУ и две ВЭУ, работает АЧР1

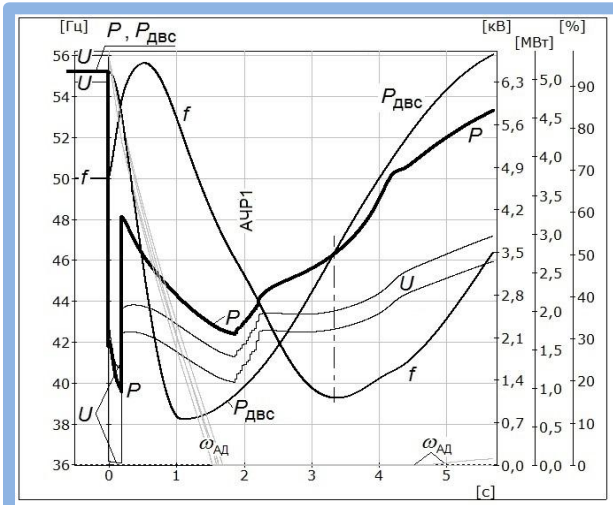


Рис. 3. Отключение трех ДВС из шести при трехфазном КЗ, работает АЧР1

Начальный дефицит мощности - 50%, $f_{min} = 42,6$ Гц, АЧР1: 13 ступеней - 4,6 МВт - 52% от текущего потребления.

Значительные снижения скорости вращения могут привести к тому, что давление в цилиндрах ГПУ в фазе сжатия рабочей смеси будет недостаточным для воспламенения топливной смеси – ГПУ будут отключены технологическими защитами

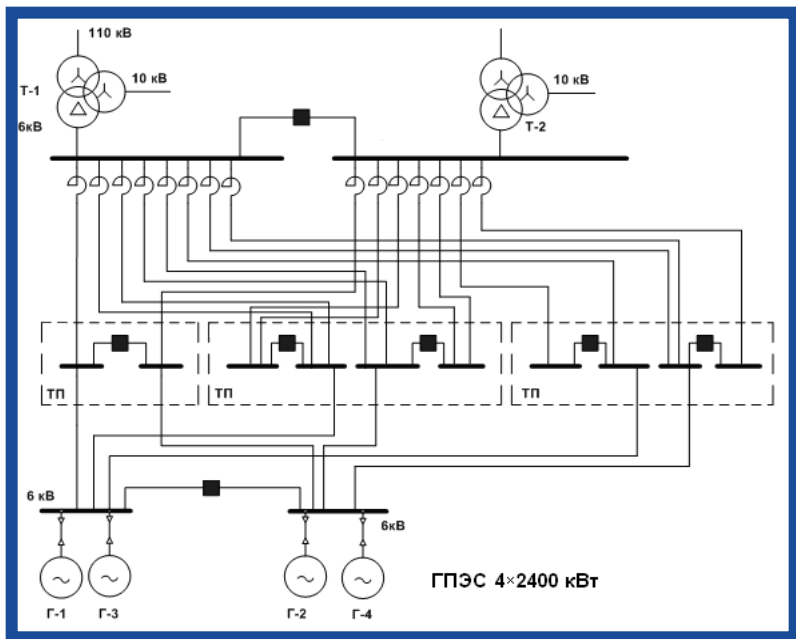
Производится полная разгрузка от АЧР1: срабатывают все 13 ступеней. Важно не допускать отключения ГПУ, ведущей частоту, например вследствие значительного наброса нагрузки, так как автоматика отключит и ВЭУ с частотоведомым регулированием или оснастить ответственных потребителей ИБП (РИП)

Зафиксированы значительные отклонения частоты из-за меньших моментов инерции ДВС и меньшей скорости набора нагрузки. При низком напряжении все электродвигатели останавливаются, однако после разгрузки, по мере нарастания мощности на ДВС, частоты и напряжения скорости некоторых двигателей начинают возрастать



Применение АЛАР на объектах РГ

2



1

Временная потеря для сети генерирующей мощности или значительной ее части

2

Увеличение перетоков мощности по внешней сети с возможной перегрузкой подходящих ЛЭП и силовых трансформаторов ПС

3

Необходимость оснащения силовых трансформаторов устройствами АОПО (АРТ), а ЛЭП устройствами АОПЛ при значительных величинах перегрузок

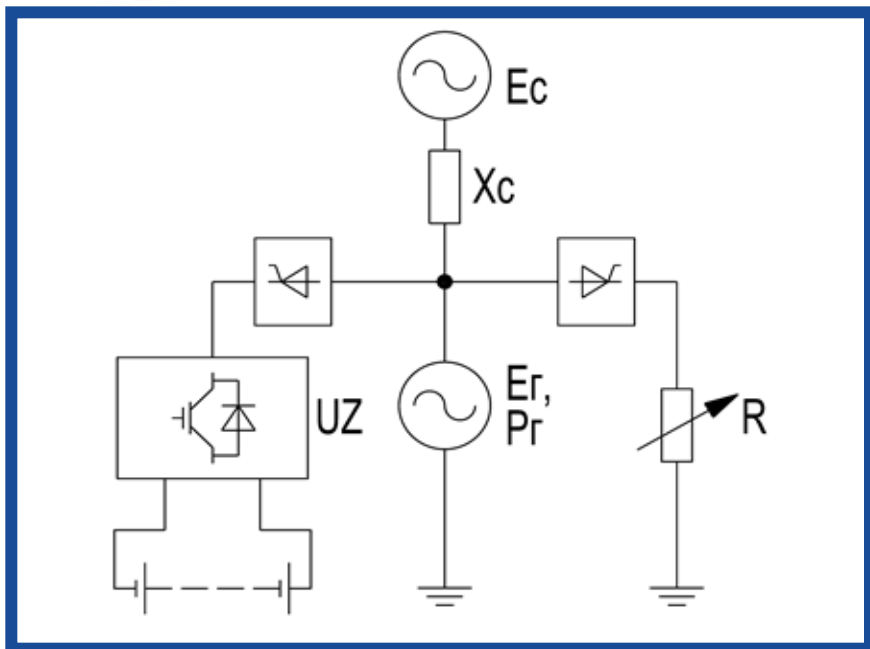
4

Снижения напряжения в узлах нагрузки и прилегающей сети

С точки зрения надежности работы распределительных сетей и электроснабжения потребителей, целесообразно допускать АР генераторов небольшой мощности, если:

- асинхронный режим кратковременный
- заканчивается самопроизвольной ресинхронизацией генератора
- не наносит вреда нормальной работе других генераторов и электроприемников (должно быть обосновано расчетами)
- длительность АР контролируется АЛАР

Действие АЛАР на отключение обосновано только в том случае, если длительность АР оказывается больше допустимой



Способ управления переходными электромеханическими процессами путем изменения электрической мощности, вырабатываемой генераторами во время переходного процесса

- При ускорении ротора генератора в начале аварийного режима (например: при КЗ) подключение R (плавно изменяемого во времени) к выводам генератора приводит к увеличению выдаваемой им электрической мощности и, следовательно, к торможению ускоряющегося ротора генератора, не допуская возникновения АР и отключения технологическими защитами
- При торможении ротора генератора в начале аварийного режима (например: при отключении другого(-их) генератора(-ов) и (или) набросе нагрузки) подключение накопителей электрической энергии (суперконденсаторов) через инверторный преобразователь, приводит к снижению выдаваемой генератором электрической мощности и, следовательно, к ускорению тормозящегося ротора генератора не допуская отключения защитами

Введение в схему дополнительных элементов дает принципиальную возможность в каждый момент времени получать на валу генератора суммарную мощность, необходимую для реализации движения роторов генераторов по заданным траекториям $\delta = f(t)$



Участие объектов РГ в алгоритмах АОПО

3

Учитывая свойства объектов РГ, в первую очередь – возможность принять нагрузку значительно быстрее, чем на тепловых электростанциях, целесообразно использовать генерирующие установки в реализации алгоритмов следующих видов противоаварийной автоматики:

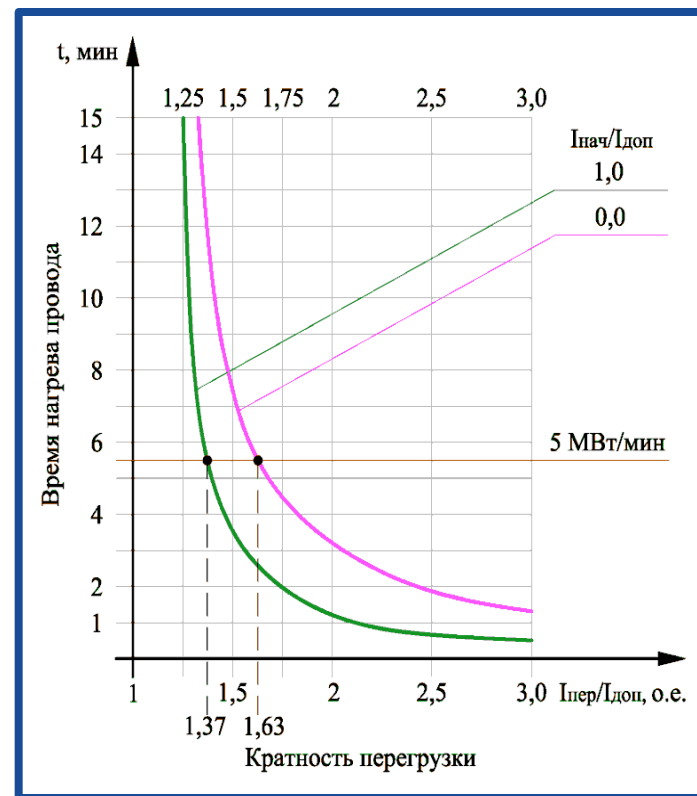
- автоматика ограничения перегрузки оборудования – ЛЭП (ВЛ, КЛ, КВЛ)
- автоматика ограничения перегрузки оборудования – трансформаторов

РЕАЛИЗАЦИЯ

Полная автоматизация процесса пуска агрегатов электростанции по команде от внешних устройств

Обеспечение возможности приема и реализации управляющих воздействий от устройств ПА в центральное устройство управления ГУ или станции

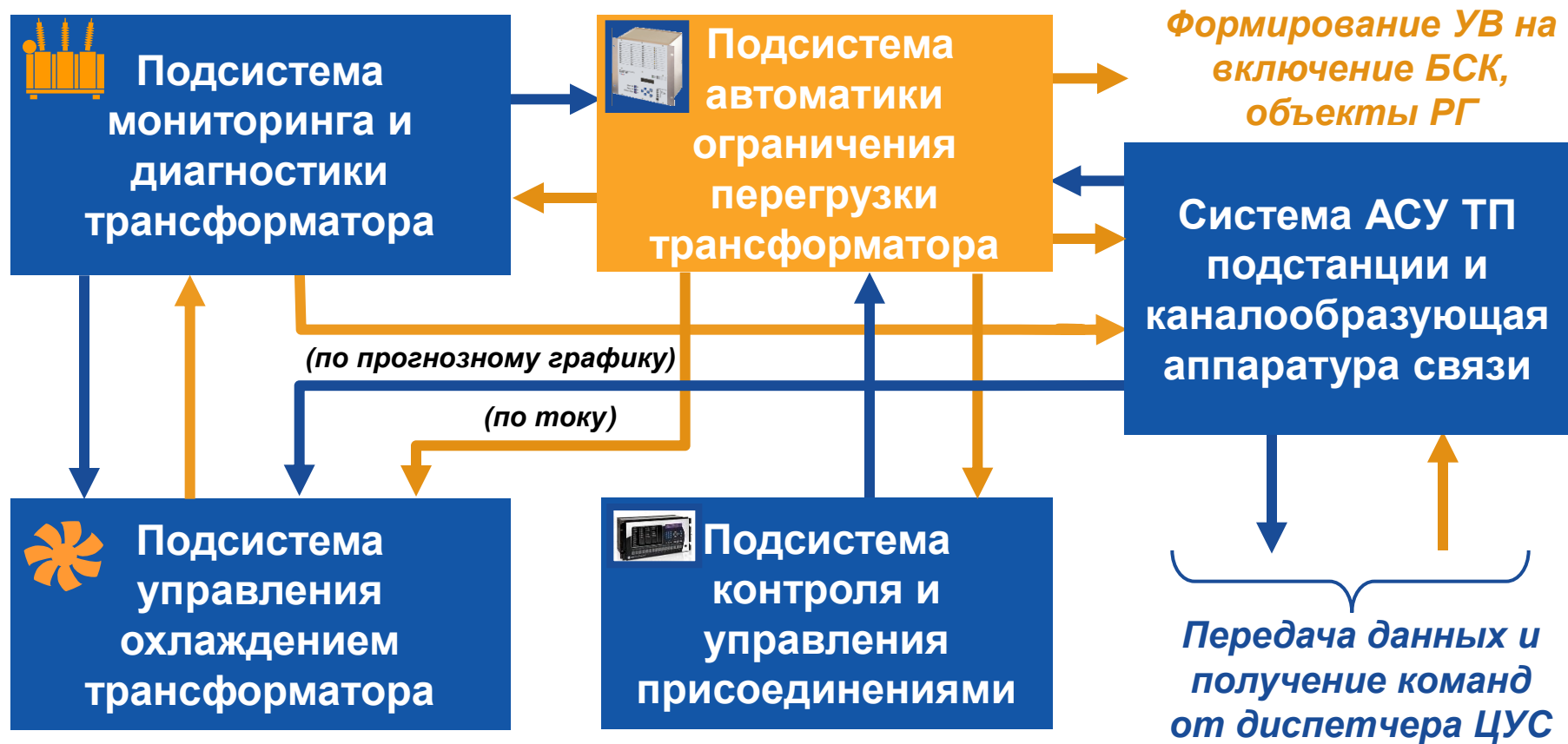
Расчетная настройка уставок регуляторов мощности генерирующих установок на скорость набора мощности, обеспечивающую разгрузку ЛЭП или трансформаторов в необходимом объеме





Структурная блок-схема системы АОПО трансформатора

3

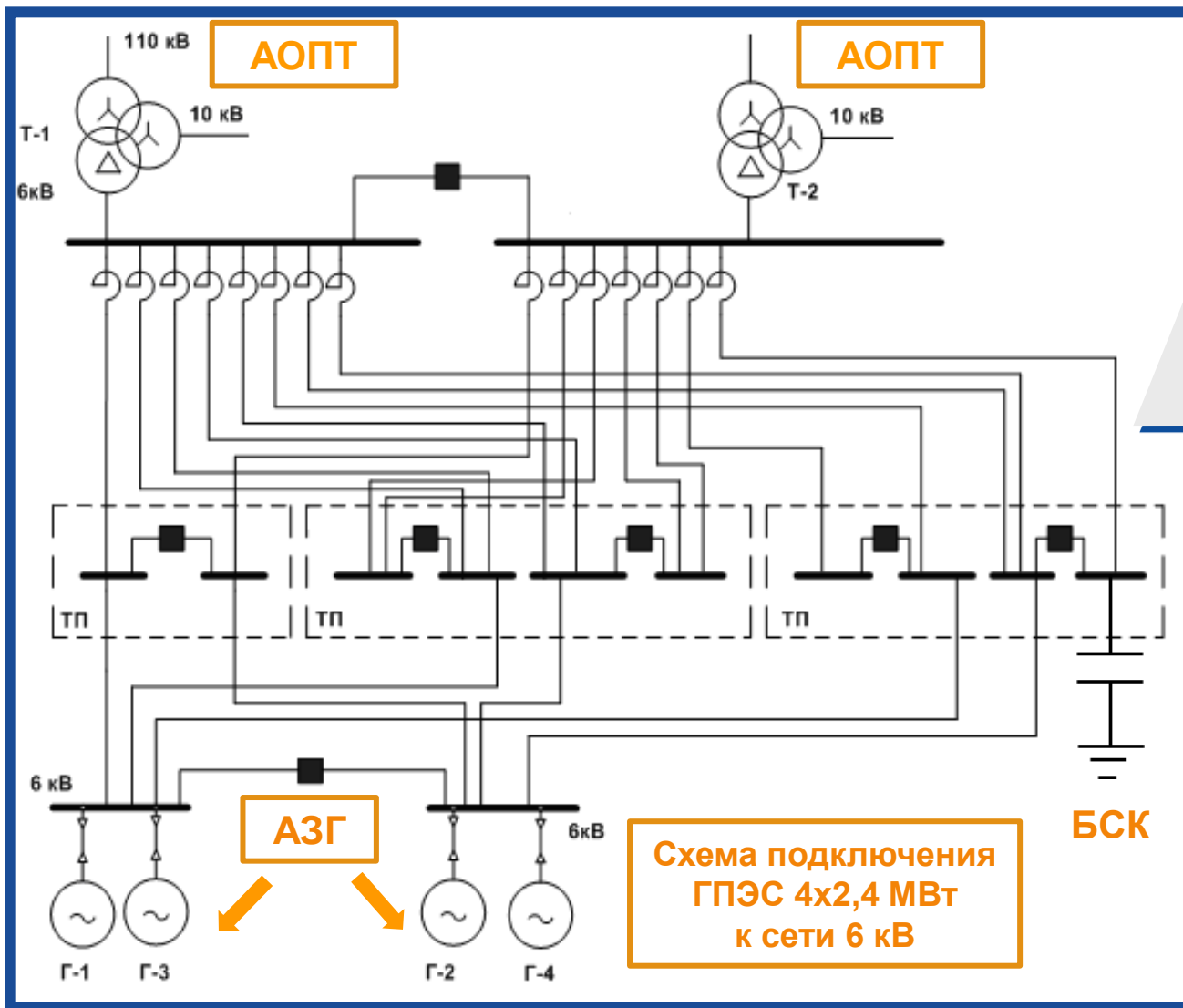


1. Допустимость аварийной (кратковременной и длительной) перегрузки трансформатора лимитируется не износом изоляции, а величиной предельно допустимой температуры обмоток, которая в ННТ не должна превышать $140\text{ }^{\circ}\text{C}$
2. Износ изоляции за 3 дня работы Т(АТ) при температуре ННТ в $140\text{ }^{\circ}\text{C}$ такой же как и 1 год работы при $t = 98\text{ }^{\circ}\text{C}$ или 4 года работы при $t = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$



Реализация УВ системы АОПО в распределительных сетях

3



При возникновении перегрузки трансформаторов возможна реализация следующих УВ:

I степень
загрузка работающих генерирующих установок по активной мощности

II степень
пуск неработающих генерирующих установок и форсировка СКРМ (например: включение дополнительных ступеней БСК)

III – IV степени
отключение нагрузки потребителей

V степень
отключение Т(АТ) при недопустимости перегрузки



Участие объектов РГ в алгоритмах АОСН

4

В соответствии с п.3.3.85 ПУЭ устройства АОСН могут воздействовать на:

- форсировку возбуждения синхронных машин
(редко используется по причине удаленности станций от узлов нагрузки)
- форсировку устройств компенсации реактивной мощности
(общее количество незначительное; рассредоточены по потребителям; малая единичная емкость СКРМ)
- отключение шунтирующих реакторов
(в распределительных электрических сетях практически не применяется)
- отключение потребителей электрической энергии

на объектах РГ устанавливаются генерирующие установки (ГУ) не только малых, но и средних мощностей, при этом становится реальным расширение возможностей повышения напряжения в сети за счет перевода ГУ в режим синхронного компенсатора (выдачи Q_{max})

для усиления эффекта регулирования U на выбранном участке сети, возможно дополнительно обеспечивать подачу напряжения контролируемого узла на вход устройства автоматического регулятора возбуждения (АРВ) генератора

данный режим работы должен быть оговорен при заказе на генерирующее оборудование



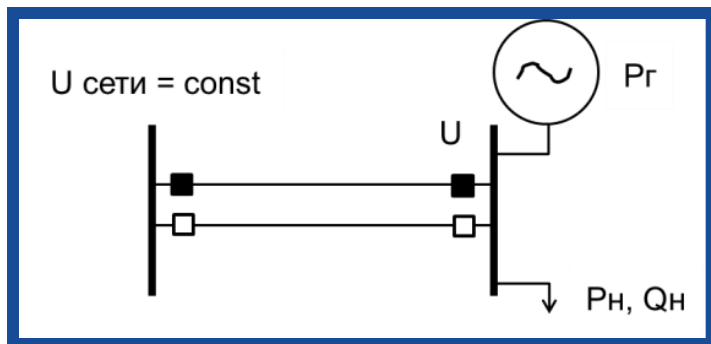


Нормализация уровней напряжения в послеаварийных режимах

4

Разгрузка генераторов по активной мощности и загрузка по реактивной

Расчетный пример



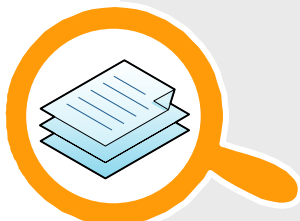
- К разгрузке целесообразно прибегать, если генераторное напряжение снижено на 5 - 10 % и более
- Зависимость величины положительного эффекта от глубины разгрузки экстремальна и имеет максимум при разгрузках на 20 - 50%;
- Величина эффекта тем больше, чем меньше эквивалентное активное сопротивление связи (в долях реактивного), так как при значительном эквивалентном внешнем сопротивлении эффект разгрузки может стать отрицательным

Возможность дальнейшей разгрузки генераторов лимитируется ростом токов в сети, питающей рассматриваемый энергорайон



Реализация ЧДА на ГУ объектов РГ

5



В соответствии ГОСТ Р 55105-2012 все ТЭС 25 МВт и выше должны оснащаться частотной делительной автоматикой (ЧДА), за исключением электростанций, на которых установка устройств ЧДА невозможна по условиям работы

ЦЕЛЬ: При возникновении в ЭЭС значительного дефицита мощности и недостаточности действия АЧР предотвратить аварийное отключение электростанций при недопустимом снижении частоты и сохранить надежное электроснабжение собственных нужд станции, социально-значимых и особо ответственных потребителей

Должна выполняться проверка обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении путем проведения испытаний или имитационным моделированием

Уставки ЧДА:

- 1-я ступень:
 $f = 46,0-47,0$ Гц, $t = 0,3-0,5$ с
- 2-я ступень:
 $f = 47,0-47,5$ Гц, $t = 30-40$ с

1. В одной из системных аварий в США и Канаде в августе 2003 г. в течение десятков минут отключились с посадкой на «0» 263 электростанции (531 ЭБ), включая 10 АЭС (19 ЭБ) с нарушением электроснабжения около 50 млн. чел.
2. Количество успешных выделений электростанций в мире действием делительной автоматики составляет около 25% (*открытые источники*)
3. Необходима разработка и реализация современных алгоритмов ДА для повышения числа успешных выделений электростанций до 70 - 80 %



Совмещенное исполнение ЧДА и ДАН

5


Необходимость выполнения ДАН в настоящее время не регламентирована НТД, но ее применение оправдано, если:

- расчеты выявят возможные аварии, сопровождающиеся лавиной напряжения
- быстрое действие ДАН при таких авариях будет достаточным для сохранения устойчивой работы ответственных потребителей в выделяемом районе
- объем отключений электроприемников при срабатывании ДАН меньше, чем при такой же аварии, но без применения ДАН

Выделение электростанций действием ДАН на сбалансированную нагрузку целесообразно:

- при возникновении повреждений в питающей сети без снижения частоты, но с недопустимым аварийным понижением напряжения
- при возникновении режима высоких рисков нарушения электроснабжения

Совмещенное исполнение ЧДА и ДАН оправдано, так как схемы имеют общие входные и выходные цепи, различия существуют только в пусковых органах

 **Невозможность реализации ЧДА в ряде случаев обосновывается не технической невозможностью ее выполнения, а неправильным выбором уставок устройств РЗА, технологических защит и алгоритмов систем автоматического управления/регулирования**



Проблемные вопросы выделения энергорайонов с объектами РГ

5

1

Существенное влияние параметров нагрузки на электрические режимы, а также успешность выделения и надежное электроснабжение потребителей в изолированном режиме работы

2

Влияние КЗ на успешность выделения ГУ/электростанции на изолированную работу с рассмотрением возможности реализации быстродействующей разгрузки по факту выделения

3

Существенное влияние выбора параметров настройки уставок АРВ на успешность выделения ГУ/электростанции

4

Влияние алгоритмов управления модуля согласования нагрузки при больших набросах нагрузки на автономно работающие ГУ при их автономной работе

5

Неселективное отключение ГУ устройствами РЗА при отсутствии угрозы механического или термического повреждения при возникновении КЗ в прилегающей электрической сети

6

Отключения ГУ устройствами РЗА в изолированном режиме вследствие недопустимого уровня несимметричности нагрузки по фазам и недопустимого уровня гармонических составляющих в токе нагрузки

7

Отключение ГУ защитой от повышения вибрации из-за возникновения крутильных субсинхронных колебаний при сбросе нагрузки мощными электродвигателями с ЧРП в изолированном режиме работы



Мониторинг условий обеспечения динамической устойчивости микроэнергосистемы

Мониторинг выполнения условий динамической устойчивости в виде расчетов реального времени, по факту изменения параметров режима, даже маломасштабных систем требует значительного количества машино-часов, что, в общем случае, **не позволяет достичь требуемого быстродействия** в условиях ограниченной экономики проекта

Произведение **основных расчетов вне основного машинного времени**: древовидные схемы решений (в том числе деревья регрессии и классификации), списки правил, статистические и нейронно-сетевые аппроксиматоры

Применение сгенерированных обобщённых данных для **формирования управляющих воздействий** в режиме реального времени (автоматическом/автоматизированном) или для использования в качестве основы при проектировании микроэнергосистемы и/или планировании режимов работы

В случае выделения микроэнергосистемы на изолированную работу вышеперечисленная парадигма может быть использована для **формирования ограничений технологических режимов ГУ** при оптимизации распределения нагрузки между ними и назначения «горячего» резерва мощности



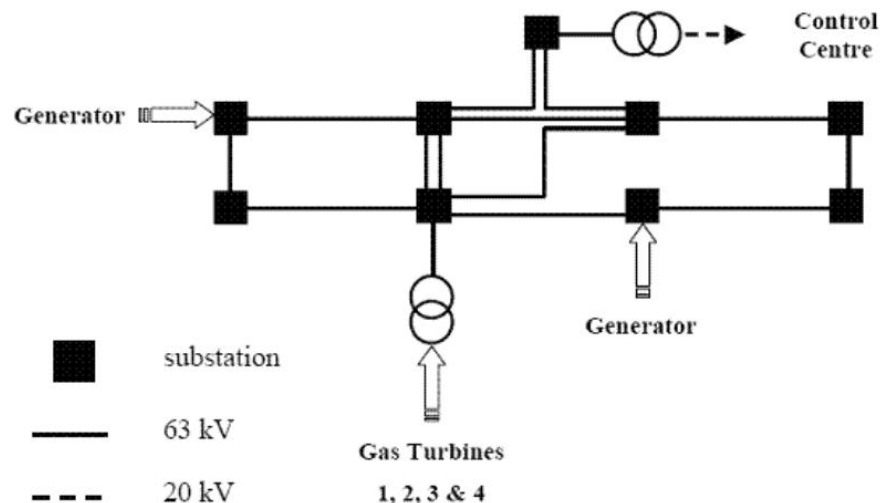
Последовательность действий при построении искусственной нейронной сети

- Определение множества возможных режимно-балансовых ситуаций микроэнергосистемы (технологические режимы объектов РГ и нагрузки)
- Определение параметров режима, оказывающих влияние на выполнения условий динамической устойчивости микроэнергосистемы при рассматриваемом возмущении, в данном случае – при переходе в изолированный режим
- Расчеты динамической устойчивости микроэнергосистемы при переходе в изолированный режим для каждой режимно-балансовой ситуации
- Выбор архитектуры и списка входных переменных искусственной нейронной сети: проведение корреляционных тестов для сокращения количества входных параметров, информация о которых уже содержится в других, имеющих большую степень корреляции с данным возмущением, что выявляется при первых компиляциях ИНС
- Выделение части полученного множества для тестирования работоспособности нейронной сети (~1/3), оставшейся части – для обучения последней
- Обучение искусственной нейронной сети
- Тестирование работоспособности ИНС: определение среднеквадратичной и средней абсолютной ошибок
- Корректировка (при необходимости) архитектуры и/или входного слоя ИНС



Реализованный алгоритм «холодного пуска» энергосистемы острова

- Верификация параметров установившегося режима системы и формирование распоряжений операторам газовых турбин
- Обеспечение электроснабжения объекта оперативно-диспетчерского управления системы от предусмотренного резервного источника (-ов) питания
- Фиксация положения «отключено» всех выключателей трансформаторных подстанций 63/20 кВ и фидеров 20 кВ с целью обеспечения холостого пуска ГУ или включению СНЭЭ
- Сигнализация рассматриваемыми объектами генерации о готовности к включению и последовательное включение последних с контролем напряжения в узлах сети 63 кВ
- Перевод объекта оперативно-диспетчерского управления на питание от системы
- Поочередное включение фидеров 20 кВ



Наличие развитой системы телемеханики позволяет осуществлять полностью автоматический пуск микроэнергосистемы, **сокращение недоотпуска энергии (мощности)**, что достигается за счет **исключения цикла ручного включения выделенных ГУ и централизованной оптимизации алгоритма**



Ключевые аспекты осуществления «холодного пуска» микроэнергосистемы

1

Восстановить электроснабжение центрального контроллера микроэнергосистемы (ЦКМ), элементов систем телемеханики и ЛКМ от резервного источника питания

2

Установить основные права и обязанности субъектов РЭР при осуществлении пуска микроэнергосистемы из полностью обесточенного состояния, с переводом последних в программные эквиваленты, заложенные в ЛКМ каждого РЭР

3

Проанализировать необходимость установки дополнительных коммутационных аппаратов и систем телеуправления для энергопринимающих устройств потребителей, в случае возможности повреждения последних при колебаниях/отклонениях параметров режима

4

Наличие ГУ с независимой системой возбуждения

5

Учет индивидуальных передаточных функции ГУ (микротурбины и топливные элементы безынерционны, но с длительным откликом регулирования активной мощности источника) и обеспечение достаточного запаса энергии в СНЭЭ для краткосрочной балансировки мощности

6

Первоочередное восстановление электроснабжения участка сети с точкой заземления нейтрали для обеспечения правильной работы устройств РЗА



Последовательность «холодного пуска» микроэнергосистемы

- Отключение вводного выключателя микроэнергосистемы, энергопринимающих устройств потребителей и секционирование электрической сети в точках присоединения объектов РГ (разворот ГУ осуществляется для восстановления питания собственных нужд)
- Восстановление электроснабжения участка сети с точкой заземления нейтрали микроэнергосистемы (ЦКМ принимает решение какой из объектов РГ включается, исходя из условий ограничения броска тока намагничивания питающего трансформатора)
- Синхронизация основных объектов РГ и СНЭЭ с микроэнергосистемой
- Ступенчатое включение управляемой нагрузки в объемах, соответствующих располагаемым объемам мощности и энергии СНЭЭ (первоочередное включение особо ответственных потребителей с минимизацией пусковых токов на протяжении всего цикла)
- Подключение объектов РГ с ГУ на базе ВИЭ (нестационарных характер выработки электроэнергии)
- Подключение нагрузки в объемах располагаемой генерации
- Точная синхронизация микроэнергосистемы с сетью СН при наличии (восстановлении) напряжения на стороне СН



Централизованная и децентрализованная САУ микроэнергосистемы в аварийном режиме

Характеристики САУ в аварийном режиме:

- объемы доступных вычислительных мощностей рассматриваются как сниженные по сравнению с нормальным режимом работы
- учитывается возможность возникновения нарушений в работе каналов связи

Идеальная система – отсутствие необходимости в каналах связи, действия объектов микроэнергосистемы определены заранее

Децентрализованная структура САУ – предпочтительное решение с точки зрения ликвидации аварийных режимов микроэнергосистемы

Применение мультиагентных систем (МАС)

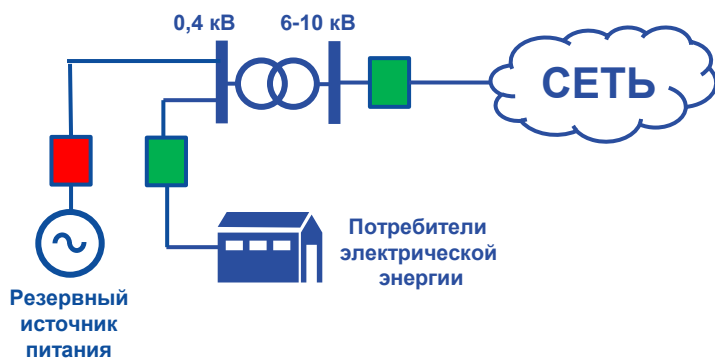
Проблема 1:
выявление неисправности измерительных приборов и систем телеизмерения при инициализации цикла автономного пуска

Проблема 2:
локализация причины посадки микроэнергосистемы на ноль и фиксация определенной кратности автономного пуска

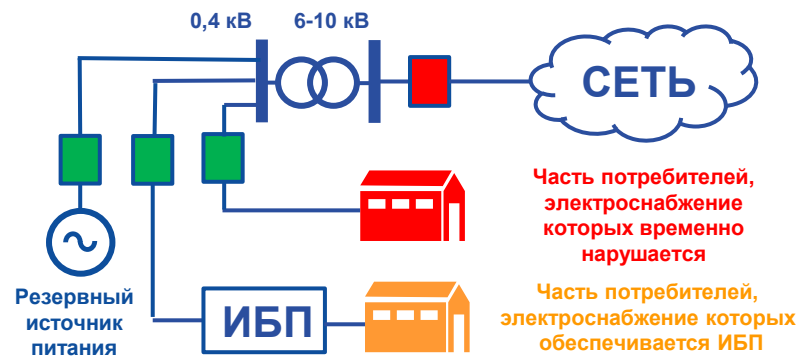


Электроснабжение особо ответственных и социально-значимых потребителей

Для обеспечения минимально необходимого уровня потребления электрической энергии в соответствии с уровнем технологической или аварийной брони, в случае невозможности осуществить передачу электрической энергии из-за повреждения объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций или оборудования объектов по производству электрической энергии задействуются **резервные источники питания (РИП)**, предусмотренные категорией надежности потребителя



Нормальная схема электроснабжения потребителей от сети



Электроснабжение потребителей от резервного источника питания (РИП)

У особо ответственных и социально-значимых потребителей в качестве резервных источников питания используются, как правило, дизель-генераторные установки (ДГУ), которые в нормальном режиме отключены и запускаются дежурным персоналом ВРУЧНУЮ или АВТОМАТИЧЕСКИ при исчезновении питания от внешней сети

В существующих условиях при исчезновении питания во внешней сети электроснабжение всех потребителей нарушается до момента включения РИП (альтернатива – установка дорогостоящих источников бесперебойного питания (ИБП), которые на время запуска и подключения РИП должны обеспечивать электроснабжение потребителей)



Действия персонала объекта с РИП при нарушениях внешнего электроснабжения



Порядок действий персонала объекта с РИП

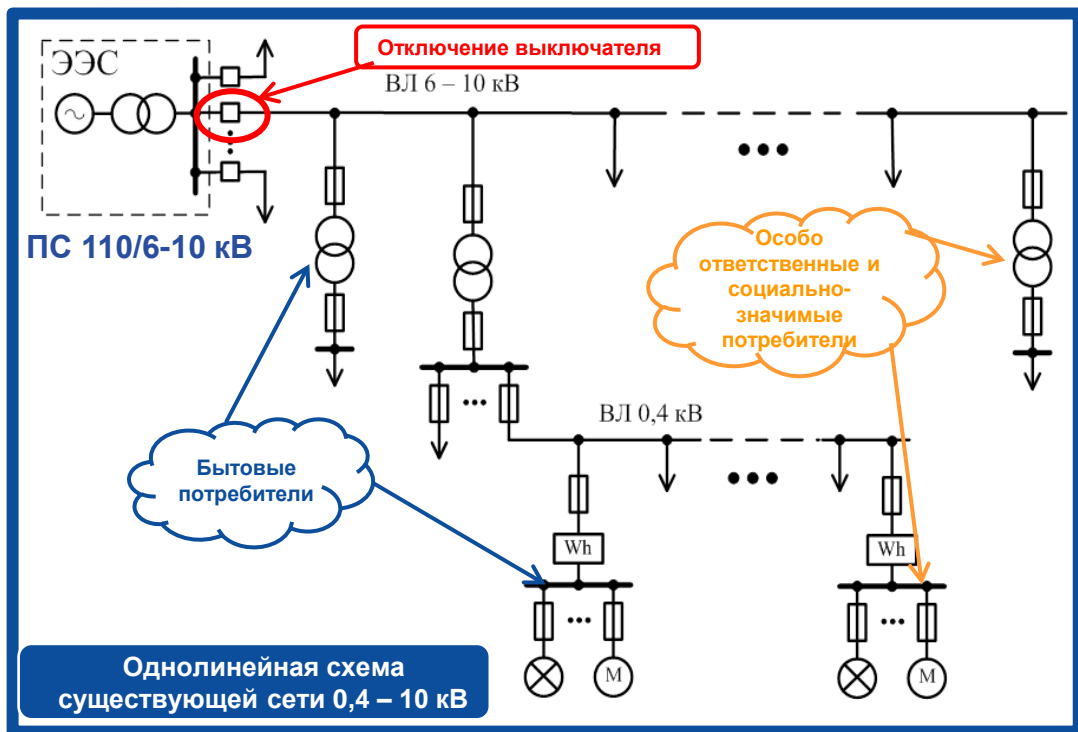
- проверить отключенное положение вводного коммутационного аппарата от внешней сети
- отключить коммутационные аппараты всех фидеров, отходящих от РУ 0,4 кВ
- включить РИП в работу на холостом ходу
- убедиться в устойчивой работе РИП по показаниям контрольно-измерительных приборов
- включить в РУ 0,4 кВ вводной коммутационный аппарат от РИП на секцию 0,4 кВ
- убедиться в наличии напряжения на шинах РУ 0,4 кВ
- включить коммутационные аппараты всех отходящих от РУ 0,4 кВ фидеров, контролируя загрузку РИП

До настоящего времени не существовало готового технического решения, позволяющего осуществлять дистанционное управление РИП и контроль за состоянием и параметрами РИП с использованием АРМ на базе персональных компьютеров или мобильных устройств по команде оператора с использованием любых доступных каналов связи

! Создана система дистанционного управления РИП с устройством автоматического перевода нагрузки без бестоковых пауз, применение которой позволяет обеспечить надежное электроснабжение особо ответственных и социально-значимых потребителей за счет плавного перевода нагрузки на питание от РИП



Особенности существующей структуры построения распределительных сетей



Электроснабжение значительного числа бытовых и промышленных потребителей, включенных в графики временного отключения, осуществляется по фидерам со **смешанной нагрузкой**, что не дает возможности производить разгрузку энергосистемы в необходимых объемах **без отключения особо ответственных и социально-значимых потребителей**

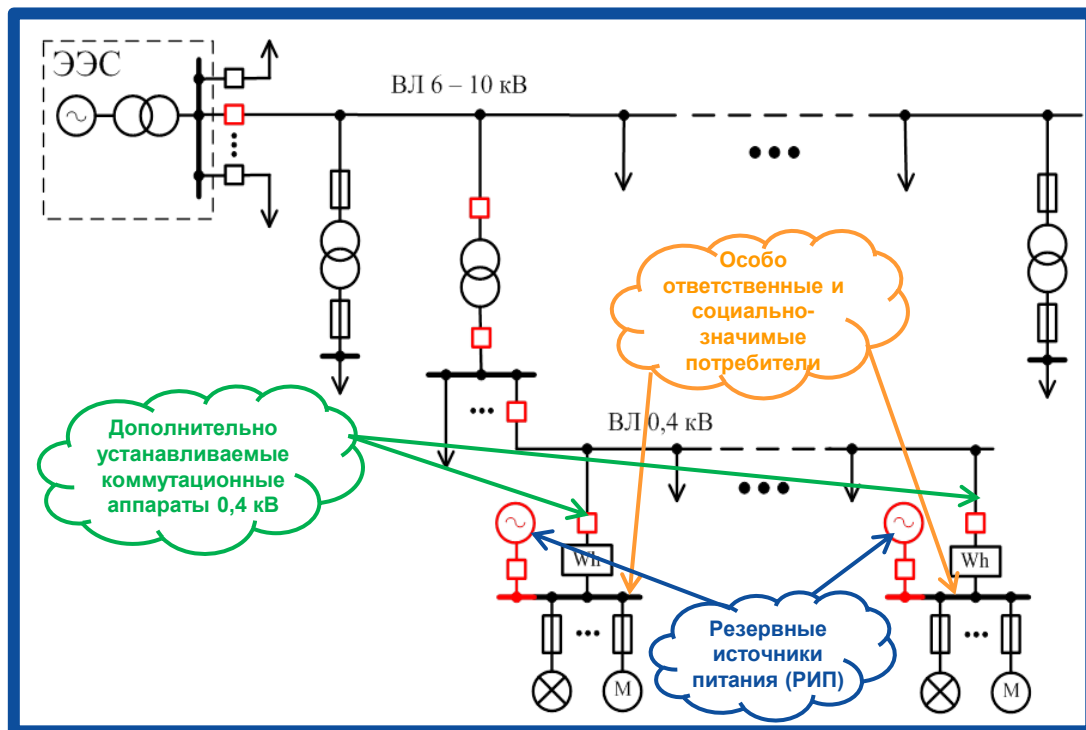
В настоящее время **НЕ ДОПУСКАЕТСЯ** подключение новой промышленной нагрузки к особо ответственной или социально-значимой для реализации возможности разгрузки сети, а при проведении реконструкции сети осуществляется ввод новых ячеек для **РАЗДЕЛЕНИЯ** фидеров со смешанной нагрузкой

! Учитывая минимальное сетевое резервирование во многих схемно-режимных ситуациях отказаться от ввода графиков ГВО практически невозможно, а массовое проведение реконструкции существующих сетей, в условиях сдерживания роста тарифов, **НЕ ПРОВОДИТСЯ**



Внедрение системы ДУ РИП в действующих распределительных сетях

Возможность обеспечения дистанционного контроля за состоянием и параметрами РИП (диагностика технического состояния РИП; планирование и контроль проведения технического обслуживания, планово-предупредительных ремонтов и аварийных сервисных работ; контроль за уровнем и расходом топлива, масла и охлаждающей жидкости; выработкой электроэнергии)



Представление в АРМ визуального представления информации оператору о работе всех РИП на обслуживаемой территории (мнемосхема текущего состояния РИП; интерфейс оперативного управления; интерфейс управления техническим обслуживанием и ремонтом; журнал событий; графики изменения параметров; отчеты)

! Система ДУ РИП позволяет производить автоматический перевод социально-значимых и особо ответственных объектов, подключенных к существующим распределительным сетям, на электроснабжение от РИП различных производителей при ВВОДЕ ГРАФИКОВ ВРЕМЕННОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ



ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

- Основной целью создания ПАУ в микроэнергосистемах является предотвращение развития аварийных возмущений в аварии и минимизация ущерба потребителей в связи с аварийным отключением (минимизация объемов и времени отключения электроприемников)
- Аварийные процессы в автономной режиме работы часто протекают тяжелее для потребителей электрической энергии, особенно тогда, когда в таком режиме работы возникают аварийные дефициты мощности
- При проектировании микроэнергосистемы необходимо проводить детальное моделирование возможных схемно-режимных ситуаций для правильного формирования алгоритмов работы ЦКМ и устройств ПА
- С целью минимизации тяжести последствий при аварийных возмущениях и обеспечения быстрого пуска из холодного состояния необходимо обоснованно подходить к выбору видов и типов как ГУ, так и СНЭЭ
- Применение децентрализованных систем автоматического управления микроэнергосистемами предпочтительнее с точки зрения ликвидации аварийных режимов
- При проектировании микроэнергосистемы необходимо провести разработку алгоритма «холодного пуска» для минимизации ущерба потребителей
- Внедрение системы дистанционного управления РИП позволяет производить автоматический перевод питания социально-значимых и особо ответственных потребителей без бестоковых пауз по команде ЦКМ

Благодарю за внимание!

ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»
Москва, Славянская площадь, д. 2/5, стр. 5
Тел./факс: +7 495 727 38 76
E-mail: post@ti-ees.ru
www.ti-ees.ru

