

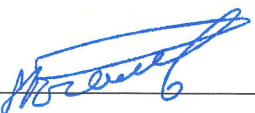


**Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**

109044 г.Москва, Воронцовский пер., дом 2
Тел. (495) 912-1078, 912-5799, факс (495) 632-7285
E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru/>
ИНН 7717150757

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научно-технической
коллегии, д.т.н., профессор

 Н.Д. Рогалев

«19» сентябрь 2019 г.

ПРОТОКОЛ № 6

заседания секции «Активные системы распределения электроэнергии и
распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС»

для рассмотрения доклада по теме:

**«Система полуавтоматического перевода генераторов между
энергосистемами без их отключения и разгрузки (на примере ПГУ Северо-
Западной ТЭЦ)»**

13 июня 2019 года

г. Москва

Присутствовали: члены секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС», сотрудники ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ», АО «СО ЕЭС», АО «НТЦ ФСК ЕЭС», ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», ФГУП «Центральный аэрогидродинамический институт им. Н.Е. Жуковского», АО «Техническая инспекция ЕЭС», ОАО «ВНИИР», Общероссийская общественная организация «Деловая Россия», всего 12 чел.

Со вступительным словом выступил председатель секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы», проректор по научной работе ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», к.т.н. Илюшин П.В.

Во вступительном слове отмечено, что в настоящее время значительная доля объектов распределенной генерации (РГ) функционирует в изолированных энергорайонах, либо периодически выделяется в островной (автономный) режим работы для электроснабжения локальной нагрузки. С учетом особенностей генерирующих установок (ГУ) объектов РГ их выделение в островной (автономный) режим и последующая синхронизация островов (энергорайонов) с энергосистемой не во всех схемно-режимных ситуациях происходит успешно.

В связи с этим, вопросы реализации полуавтоматического перевода

генерирующих установок между энергосистемами (энергорайонами), не связанными электрически, без их разгрузки и отключения достаточно актуальны. Данная возможность позволяет сократить расход топлива на повторный пуск ГУ, продлить ресурс генерирующего оборудования за счет сокращения количества циклов «разгрузка – загрузка» и снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций посредством минимизации операций, выполняемых дежурным персоналом объектов РГ вручную.

Система полуавтоматического перевода генераторов между энергосистемами без их разгрузки и отключения реализована на Северо-Западной ТЭЦ и используется более 10 лет, что подтверждает правильность принятых в процессе проектирования технических и организационных решений.

Одним из главных преимуществ вышеуказанной системы является достаточно небольшое количество компонентов, что в свою очередь снижает ее стоимость, тем самым повышая ее востребованность и конкурентоспособность.

С докладом «Система полуавтоматического перевода генераторов между энергосистемами без их отключения и разгрузки (на примере ПГУ Северо-Западной ТЭЦ)» выступил руководитель департамента разработки и сопровождения НИОКР МНПП «АНТРАКС», к.т.н. Горожанкин П.А.

Основные положения доклада приведены ниже. Презентация доклада прилагается (**Приложение 1**).

1. Целью внедрения системы является необходимость полуавтоматического переключения генераторов ПГУ-1 Северо-Западной ТЭЦ из режима параллельной работы в составе ОЭС Северо-Запада на параллельную работу с энергосистемой Финляндии (Nordel) и обратно, без разгрузки и отключения генераторов.

2. Отмечено, что перевод из режима работы в составе ОЭС Северо-Запада на работу в составе энергосистемы Финляндии осуществляется в следующих случаях:

- при переходе от ремонтной схемы к нормальной схеме;
- при необходимости поддержания согласованных перетоков мощности при выводе из работы одного из КВПУ.

3. Перевод оборудования включает в себя следующие этапы:

- подготовка согласованной схемы и режима сети 330 – 400 кВ;
- кратковременное замыкание связи между энергосистемой России (ОЭС Северо-Запада) и Nordel (энергосистема Финляндии);
- размыкание связи между сетями ОЭС Северо-Запада и Nordel (генераторы ПГУ остаются подключенными к одной из энергосистем)

4. Представлены основные условия перевода, обеспечивающие максимальное снижение толчков и набросов мощности на электропередачу

«Северо-Западная ТЭЦ – Юлликкяла» и примыкающие сети энергосистем России и Финляндии:

- разность частот двух энергосистем (скольжение): ± 2 Гц;
- разность величины напряжений на объединяющем выключателе: ± 20 кВ;
- разность фаз напряжений на объединяющем выключателе ± 2 град.

5. Отмечено, что все генераторы в составе ПГУ–1 подключены к 1СШ ОРУ–330 кВ Северо-Западной ТЭЦ. Перевод ПГУ–1 из ОЭС Северо-Запада в ОЭС Финляндии осуществляется включением выключателя ВЛ–473/Т–3 (кратковременное объединение энергосистем с выполнением вышеперечисленных условий) и последующим отключением выключателя ВЛ–417/Т–2 (размыкание связи между энергосистемами). Перевод ПГУ–1 из ОЭС Финляндии в ОЭС Северо-Запада осуществляется в обратном порядке.

6. Представлена система перевода, включающая в себя следующие функциональные узлы:

- устройство перевода 6MD664 (подключено к ТН Л–473 и ТН Л–417, а также выключателям ВЛ–473/Т–3 и ВЛ–417/Т–2);
- АСУ ТП Северо-Западной ТЭЦ;
- терминалы УРОВ выключателей ВЛ–473/Т–3 и ВЛ–417/Т–2.

7. Помимо операций с выключателями выполнение полуавтоматического перевода требует контроля положения многих разъединителей и заземляющих ножей на ОРУ–330 кВ, что осуществляется посредством существующей АСУ ТП Северо-Западной ТЭЦ.

8. Автоматический этап перевода осуществляется посредством специализированного контроллера 6MD664 фирмы SIEMENS, входящего в линейку устройств SIPROTEC 4. Кроме контролируемых параметров (напряжения с двух сторон выключателя), контроллер также вычисляет необходимые дополнительные параметры: разность синхронизируемых напряжений и частот, скорость изменения разности частот.

9. Отмечено, что в контроллере имеется возможность создания пользовательской логики (CFC), которая используется для реализации условий блокировок и позволяет адаптировать автоматику под различные первичные схемы электрических соединений.

10. Встроенная функция синхронного включения рассчитывает оптимальный момент включения с учетом разности частот (скольжения) и собственного времени включения выключателя.

11. Графический дисплей обеспечивает отображение положений коммутационных аппаратов, режимных параметров, аварийных сообщений. Встроенные ключи управления позволяют передавать права управления (из SCADA–системы на кнопки терминала – при реализации цифрового интерфейса)

и отключать (при необходимости) блокировки управления выключателем.

12. Системный интерфейс реализован с протоколом IEC 60870-5-103 (IEC 61850) обеспечивает интеграцию прибора в SCADA-систему и синхронизацию с единым временем. Все параметры, а также форма отображения информации настраивается с помощью инструментального программного обеспечения DIGSI 4. Оперативный ток на устройство (≈ 220 В) подается со щита постоянного тока ОРУ-330 кВ от аккумуляторной батареи. Рабочая температура $-5...+55$ °С. Непрерывный контроль работоспособности устройства осуществляется через SCADA-систему при помощи Live-контакта терминала (контакт размыкается при потере питания или неисправности терминала).

13. Процесс перевода генерирующего оборудования включает в себя следующие фазы:

1) Подготовительная фаза (осуществляется в ручном режиме оперативным персоналом Северо-Западной ТЭЦ и других энергообъектов ОЭС Северо-Запада):

➤ *Этап №1:*

– получение персоналом Северо-Западной ТЭЦ директивы диспетчера о начале перевода;

– подготовка согласованной схемы;

– проверка (подготовка) режимов основной сети 330 кВ и 400 кВ;

– подготовка режима работы Северо-Западной ТЭЦ и КВПУ Выборгского ПК;

– подача оперативного питания на устройство автоматического перевода;

– установка в АСУ направления перевода;

– пуск системы автоматического перевода.

2) Проверочная фаза (выполняется в АСУ ТП):

➤ *Этап №2* (выполняется в АСУ ТП):

– проверка готовности согласованной схемы;

– контроль исправности устройства перевода;

– контроль включенного положения транзита «Северо-Западная ТЭЦ - Финляндия»;

– выдача сигнала о направлении перевода в устройство перевода;

– пуск устройства перевода от АСУ ТП.

➤ *Этап №3* (выполняется в устройстве автоматического перевода):

– проверка информации от АСУ ТП на наличие ошибок;

– контроль отсутствия блокирующих сигналов от АСУ ТП;

– контроль выполнения условий перевода в течение заданной выдержки времени.

3) Активная фаза операции перевода (выполняется в устройстве перевода 6MD663):

➤ *Этап №4* (включение на параллельную работу):

– формирование команды на включение объединяющего выключателя;
– контроль полнофазности включения выключателя за заданное время; (при полнофазном включении – выдержка времени 200 мс, при неполнофазном включении – автоматическое отключение выключателя);

– отключение разъединяющего выключателя, проверка полнофазности отключения.

➤ *Этап №5* (отключение объединяющего выключателя):

– по истечении выдержки времени объединенной работы – формирование команды на отключение разъединяющего выключателя;

– контроль полнофазного отключения выключателя (при полнофазном отключении – завершение операции, при неполнофазном отключении – пуск УРОВ).

14. Рассмотрены риски, учитываемые при переводе:

– внезапное нарушение режимных условий (блокируется команда объединения энергосистем);

– отказы выключателей (при отказе выключателя «ВЛ-473/Т-3» по УРОВ отключается «В Т-3», а при отказе выключателя «В Л-417/Т-2» по УРОВ отключаются «В Т-2» и «ВЛ-417/Т-4»). Хотя в терминалах 6MD664 имеется встроенная функция УРОВ, тем не менее, данная функция реализована в отдельных терминалах 7VK61.

В обсуждении доклада и прениях выступили: Илюшин П.В. (председатель секции), Тягунов М.Г. (ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»), Тарасов Д.М. (Общероссийская общественная организация «Деловая Россия»), Наровлянский В.Г. (ОАО «ВНИИР»), Ивановский Д.А. (АО «СО ЕЭС»), Щепетков С.К. (АО «Техническая инспекция ЕЭС»).

С экспертными заключениями по тематике доклада выступили:

Тягунов М.Г. – Профессор кафедры гидроэнергетики и ВИЭ ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ», д.т.н., профессор.

Обратил внимание, что ранее АСУ ТП газовых и паровых турбин состояла

из двух частей, при этом они между собой не были согласованы.

Отметил, что терминалы управления не резервируются, чтобы не ухудшить надежность системы.

Обратил внимание, что в терминале 6MD663 имеется быстрая и медленная логика. Быстрая срабатывает за период 10–20 мс, медленная – несколько сотен миллисекунд.

Наровлянский В.Г. - Научный консультант Департамента РЗА и АСУ ОАО «ВНИИР», д.т.н.

Обратил внимание, что пофазная проверка включения и отключения оборудования производится не только по блок–контактам, но и по токам нагрузки, так как проверка по блок–контактам не всегда может быть информативна.

Отметил, что при отказе отключения выключателя связь между энергосистемами отключается посредством срабатывания устройства АЛАР по факту возникновения асинхронного режима. При этом режим работы генерирующего оборудования не изменяется.

Щепетков С.К. – Советник Генерального директора АО «Техническая инспекция ЕЭС».

Обратил внимание, что к ПС 400 кВ Выборгская подходят ЛЭП 330 кВ, а на подстанции установлены автотрансформаторы 330/400 кВ специального исполнения.

Отметил, что разделение финской и российской энергосистем в прошлом произошло вследствие более высоких требований к качеству электроэнергии со стороны энергосистемы Финляндии.

Обратил внимание, что в энергосистеме Финляндии наблюдается значительный дефицит резервов активной мощности, а пиковая мощность покрывается за счет перетоков из энергосистем России и Дании.

Тарасов Д.М. – Представитель Общероссийской общественной организации «Деловая Россия», к.т.н.

Обратил внимание, что в энергосистеме Финляндии наблюдается значительное снижение качества электроэнергии, связанное с ростом количества генерирующих мощностей на основе ВИЭ.

Отметил, что представленный докладчиком подход может быть реализован только в случае наличия различных энергосистем (энергорайонов), не работающих параллельно в нормальном режиме.

Обратил внимание, что данный подход может быть использован в системе электроснабжения судов для перевода главных генераторов между приводом

гребного винта и остальной нагрузкой.

Илюшин П.В. – Председатель секции, проректор по научной работе ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», к.т.н.

Обратил внимание, что для минимизации последствий при ошибочных коммутациях реализована функция резервирования отказа выключателя (УРОВ) на ПС 400 кВ Выборгская.

Отметил, что в нормальном режиме связь ЕЭС России с энергосистемой Финляндии осуществляется через вставку постоянного тока, поэтому параллельной работы энергосистем не допускается.

Обратил внимание на высокий уровень организации поэтапного контроля всех последовательных операций по переводу при разработке алгоритмов управления, а также выходного контроля при изготовлении терминалов 6MD663 со стороны компании Siemens.

Заслушав выступления и мнения экспертов по результатам дискуссии **заседание секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» отмечает:**

1. Использование системы перевода генераторов из одной энергосистемы в другую без разгрузки и отключения от сети генерирующего оборудования позволяет существенно снизить расход топлива, а также ресурс тепломеханического и электротехнического оборудования.

2. Реализация основных операций перевода в автоматическом режиме позволяет сократить продолжительность критической фазы, когда энергосистемы объединены. Таким образом, исключается «человеческий» фактор и повышается надежность процесса перевода, что позволяет снизить вероятность возникновения системных аварий и повреждений оборудования.

3. Система подтвердила свою надежность устойчивым функционированием в течение более чем 10 лет.

Заседание секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» решило:

1. Принять к сведению информацию по положительному опыту внедрения и эксплуатации системы полуавтоматического перевода генераторов между энергосистемами без их разгрузки и отключения.

2. Отметить целесообразность применения данного технического решения в следующих случаях:

– на объектах РГ при объединении «островов» после отключения выключателей связи с энергосистемой (для уменьшения стоимостных показателей возможно использование одного устройства 6MD66 для работы с

несколькими выключателями, при этом выбор синхронизируемых напряжений и управляемого выключателя должен осуществляется внешней схемой);

– на электростанциях (объектах РГ), схема выдачи мощности которых позволяет эффективно осуществлять переключение генератора (генераторов) между изолированными энергорайонами;

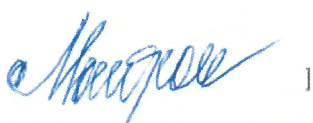
– на объектах РГ, где постоянная связь с энергосистемой отсутствует, однако по условиям диспетчерского графика выдача мощности необходима, например, для прохождения утреннего и вечернего максимумов нагрузки в энергосистеме (ГУ объектов РГ будут выдавать избыток мощности в энергосистему);

– на судах с электродвижением для перевода главных генераторов между приводом гребного винта через преобразователь и электроснабжением остальной нагрузки.

3. Считать целесообразным разработку типовых проектных решений и эксплуатационных инструкций для подобных систем перевода.

С заключительным словом выступил председатель секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы», проректор по научной работе ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», к.т.н. Илюшин П.В., в котором отметил дальнейшие перспективы применения данного технического решения, в условиях массового развития распределенной генерации в России для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии,
д.т.н., профессор



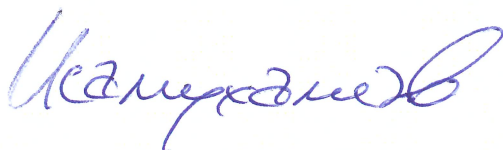
_____ В.В. Молодюк

Председатель секции «Активные
системы распределения ЭЭ и РЭР»
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



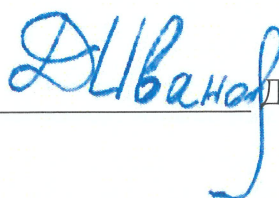
_____ П.В. Илюшин

Ученый секретарь Научно-
технической коллегии, к.т.н.



_____ Я.И. Исамухамедов

Ученый секретарь секции «Активные
системы распределения ЭЭ и РЭР»
НП «НТС ЕЭС»



_____ Д.А. Ивановский