

«Внедрение распределенной генерации. Анализ существующего опыта, возникающие проблемы, комплексное решение технических вопросов интеграции в распределительные сети»

Заместитель директора по
техническому контролю и аудиту, к.т.н.
Илюшин П.В.

Москва, 2013





Цель презентации

Внедрение распределенной генерации является перспективным направлением развития энергетики и одним из эффективнейших средств, помогающих справиться с интенсивным ростом нагрузки, особенно в крупных городах и мегаполисах, и подразумевает такое размещение электростанций, при котором их мощности расходуются непосредственно в ближайших узлах нагрузки.

Данный подход позволяет снижать перетоки по распределительным сетям 35 - 220 кВ, что дает значительные экономические преимущества при росте электропотребления, связанные с отсутствием необходимости в реконструкции распределительной сети с целью увеличения пропускной способности ЛЭП (ВЛ и КЛ) и трансформаторных мощностей.

В настоящее время в России получают широкое распространение электростанции малой и средней мощности (единицы и десятки мегаватт), особенно в мегаполисах и крупных городах, например газотурбинные (ГТЭС), в том числе мобильные (МГТЭС), дизельные (ДЭС) и газопоршневые (ГПЭС).

В большинстве случаев вышеуказанные электростанции подключаются к распределительным электрическим сетям 6 - 220 кВ.

ЦЕЛЬ: рассмотрение технических аспектов, связанных с подключением, параллельной (автономной) работой объектов распределенной генерации и ведением электрических режимов сети.



Текущие решаемые задачи ПОСТАВЩИКАМИ И СОБСТВЕННИКАМИ

ПРОИЗВОДИТЕЛИ (ПОСТАВЩИКИ) ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ:

- продать максимально возможное количество генерирующих установок, относящихся к распределенной генерации, для получения прибыли;
- минимизировать собственные риски по гарантийным обязательствам на поставляемое оборудование;
- выдать минимальное количество технической информации (корректно переведенной на русский язык) для последующего заключения договора с собственником на техническое обслуживание и сопровождение.

СОБСТВЕННИКИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ:

- получить максимальную экономию затрат на производство, снизив себестоимость производимой продукции;
- минимизировать капитальные затраты на строительство и ввод в работу генерирующей установки (электростанции);
- минимизировать величину штрафов (например, от сжигания попутного нефтяного газа) при внедрении объекта(-ов) распределенной генерации;
- обеспечивать быстрое восстановление работы электростанции в случаях «посадки на ноль»;
- обеспечить надежное электроснабжение производства при повреждениях в питающих распределительных сетях в выделенном на сбалансированную нагрузку энергорайоне или при вводе ограничений режима потребления;
- минимизировать риски повреждения генерирующих установок в процессе эксплуатации.



Особенности и состояние зарубежных распределительных сетей

- **широкое развитие сетевого резервирования** по сетям, в т.ч. среднего класса напряжения 6-35 кВ, позволяющее обеспечивать надежное электроснабжение потребителей при отключении ЛЭП, трансформаторов и объектов распределенной генерации;
- наличие у ответственных потребителей (опасных производств) и социально-значимых объектов резервных источников электроснабжения;
- широкое применение на ВЛ среднего и низкого классов напряжения самонесущих изолированных проводов (СИП), а также воздушных самонесущих кабелей Мульти-Виски (Multi-Wiski) на ВЛ 6/10, 12/20 и 35 кВ;
- в странах (районах страны), подверженных частым аномальным климатическим явлениям, разработана и внедрена система тарифного стимулирования электросетевых компаний к планомерному ежегодному увеличению доли кабельных линий (при строительстве новых и реконструкции находящихся в эксплуатации ЛЭП);
- значительные штрафные санкции к электросетевым компаниям, дифференцированные по объемам потребления электроэнергии, в зависимости от длительности нарушения электроснабжения;
- наличие реальной конкуренции на рынке услуг по транспорту электрической энергии до потребителей;
- низкий фактический (технический) износ электрических сетей;
- низкий уровень повреждаемости сетей по вине сторонних лиц.



Исторические особенности и состояние отечественных распределительных сетей

- обеспечение параллельной работы Единой энергетической системы страны, минимизируя возможности выделения частей на изолированную работу;
- автоматическое выделение на изолированную работу одного или нескольких генераторов на станции (ЧДА) для обеспечения электроснабжения электроприемников 1-2 категории и сохранения собственных нужд станции;
- **обеспечение минимального сетевого резервирования** и сохранения динамической устойчивости в ЕЭС посредством применения противоаварийной автоматики (основным управляющим воздействием от САОН было отключение потребителей 2-3 категории);
- вопрос обеспечения надежности электроснабжения потребителей 3 категории серьезно не рассматривался и не решался (установленное ограничение по перерывам электроснабжения для ремонта и замены оборудования – 1 сутки);
- отечественные паротурбинные генерирующие установки обладали достаточной механической прочностью, чтобы выдерживать электромагнитные воздействия внешних КЗ, и достаточной термической стойкостью, чтобы выдерживать внешние КЗ при срабатываниях резервных защит в сети;
- отсутствие у ответственных потребителей (опасных производств) и большинства социально-значимых объектов резервных источников электроснабжения;
- высокий фактический (технический) износ электрических сетей (более 70%);
- высокий уровень повреждаемости сетей по вине сторонних лиц и организаций (повреждение опор; кражи электротехнического оборудования; вандализм; проведение без согласования работ в охранной зоне ВЛ и КЛ и т.д.).



ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ КОМПАНИИ вынуждены решать задачи

- минимизировать опасные факторы, связанные с травматизмом персонала при подаче напряжения от генерирующих установок при проведении аварийно-восстановительных работ в сетях;
- обеспечивать возможность существования установившихся и динамических режимов при подключении электростанции к сети, а также координацию токов КЗ в прилегающей сети;
- обеспечивать надежное распределение и передачу электрической энергии до потребителей в условиях минимального сетевого резервирования, высокого износа и повреждаемости сетей (особенно социально-значимых объектов и объектов жизнеобеспечения);
- минимизировать отрицательное влияние особых режимов объектов распределенной генерации (их асинхронный ход) на режимы работы других потребителей электроэнергии, учитывая то, что электрическая близость генераторов по отношению к нагрузкам обуславливает их большое взаимное влияние;
- минимизировать вероятность опасных для сети и потребителей набросов нагрузки на питающую сеть, вызываемых отключениями генерирующих установок объектов распределенной генерации, особенно в режимах максимальных нагрузок;
- использовать возможность покупки дешевой электроэнергии (например, от детандер-генераторных установок) для компенсации технологических потерь в электрических сетях.



Результат и вывод

РЕЗУЛЬТАТ: по причине кардинальных отличий в получаемых выгодах и решаемых задачах, каждый из участников процесса прилагает все усилия исключительно для решения собственных вопросов, не вникая при этом глубоко в объективные стороны проблемных аспектов и возможные пути их решения.

ВЫВОД: только комплексное решение объективных и субъективных сторон технических вопросов интеграции объектов распределенной генерации в распределительные сети позволит содействовать дальнейшему интенсивному, эффективному и масштабному внедрению объектов распределенной генерации.



Проблемные вопросы при присоединении ГТЭС и ГПЭС (ДЭС)

- Повреждения генераторного оборудования при КЗ в распределительных сетях.
- Трудности обеспечения динамической устойчивости для большинства ГТЭС, ГПЭС.
- Часть производителей генераторов для ГПЭС не допускает работу своих установок в качестве аварийных (резервных) источников электроснабжения, т.е. при потере связи с сетью.
- Настройки защит генераторов, выполненные заводом-изготовителем, приводят к частым отключениям генераторов при многофазных КЗ в сети и не позволяют выделять генератор или целиком малые станции на сбалансированную нагрузку.
- У ряда генераторов не предусмотрена возможность продолжения работы при переходе их в режим автономного электроснабжения потребителя (при действии ЧДА или при авариях в сети) по причинам, связанным с регулированием скорости вращения.
- Вводимые в работу электростанции, как правило, не оснащены необходимыми средствами автоматизации пуска, а также приема и реализации управляющих воздействий от внешних локальных устройств противоаварийной автоматики (например АОПЛ, АОПТ).



Повреждение генераторного оборудования

Стандарты разных стран поддерживают требование: **внешние КЗ, ликвидируемые штатными защитами электрической сети, не должны создавать опасность механического повреждения генерирующей установки.** Данное требование установлено в *ГОСТ 533-2000 (МЭК 34-3-88)* и *ГОСТ 183-74 (2001), п. 1.31.*, действие которого *«...распространяется на вращающиеся электрические машины постоянного и переменного тока без ограничения мощности, напряжения и частоты».*

Стандарт не распространяется на электрические машины, предназначенные для применения в бортовых системах подвижных средств наземного, водного и воздушного транспорта.

В Германском стандарте 1999 г. содержится следующий параграф: *«3.1.4.1. Установки должны быть рассчитаны, сконструированы и смонтированы таким образом, чтобы они могли надежно **выдерживать механические и термические воздействия тока короткого замыкания.**»*

Проблемы механической прочности генерирующих установок (газотурбинных, и газопоршневых) существуют. Известны случаи, когда после ряда поломок лопаточного аппарата газовой турбины при КЗ в сети (достаточно удаленных - за повышающим трансформатором) пришлось заменить обычную жесткую муфту между ГТУ и генератором на муфту со срезными штифтами для удешевления и ускорения ремонта.

Повреждения связаны с использованием генераторных установок с конверсионных производств (установок, созданных как бортовые источники электроснабжения)



Особенности режимов работы сети с ГТЭС

Наиболее существенны две особенности асинхронных режимов рассматриваемых генераторов, работающих в распределительных сетях и имеющих малые значения механической постоянной инерции.

1. Провалы напряжения вызывают значительные увеличения скорости вращения генераторов, которые при этом переходят в асинхронный режим (АР) с большой разностью частот, а продолжительность АР может быть значительной (несколько секунд, 5–10 проворотов или больше).

С другой стороны, системы регулирования скорости вращения таких генераторов обладают достаточно высоким быстродействием, что повышает вероятность ресинхронизации генераторов. Ресинхронизация, как следует из теории переходных процессов синхронных машин, облегчается также тем, что амплитуда колебаний скольжения генераторов из-за малой механической постоянной инерции велика.

2. Асинхронный режим в распределительной сети приводит к глубоким снижениям напряжения на потребительских подстанциях и поэтому может оказать большое влияние на работу электроприемников – в первую очередь электродвигателей. Опрокидывание большого количества электродвигателей приводит к дополнительным снижениям напряжения и существенно затрудняет ресинхронизацию.

Общее правило выбора уставок АЛАР таково: если АР может привести к дополнительным нарушениям нормальной работы электродвигателей или генераторов (всё это должны показать расчеты), то АЛАР должны срабатывать с минимальной выдержкой времени, при этом учитываются негативные последствия их отключения – снижения напряжения и увеличение токовой нагрузки сети. Если нет, то АЛАР должны иметь выдержку времени, достаточную, чтобы в нормальных условиях не препятствовать ресинхронизации генераторов.



Результаты расчетов для генераторов ПГЭС (конкретный случай)

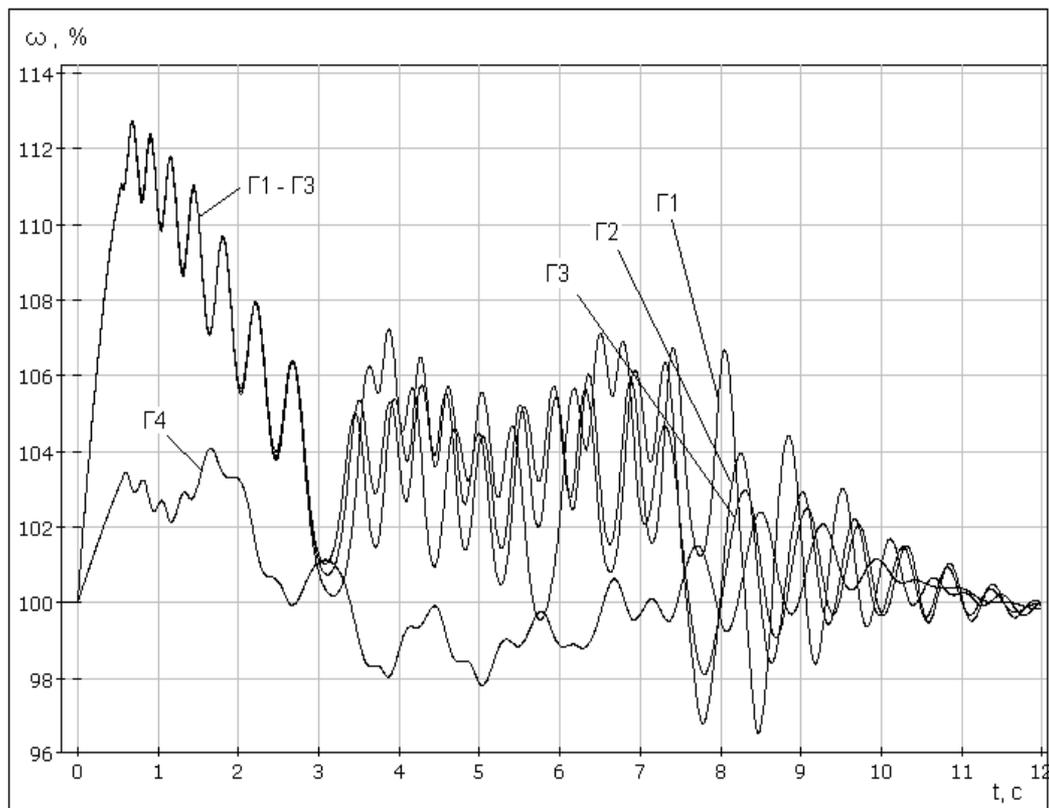


Рис.1. Расчет изменения скоростей вращения генераторов ПГЭС: газотурбинных двухвальных Г1-Г3, и паротурбинного Г4 при трехфазном КЗ с отключением линии в ремонтной схеме.

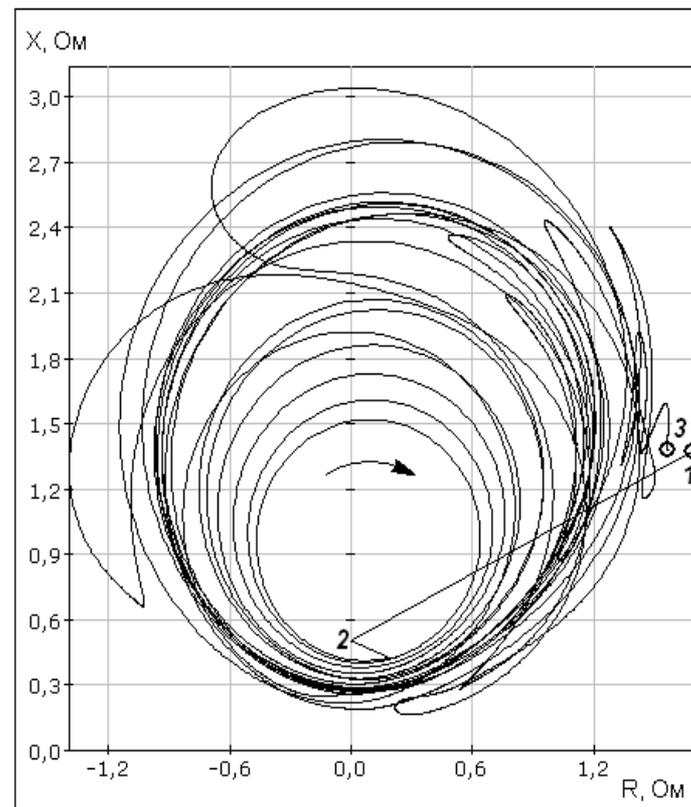
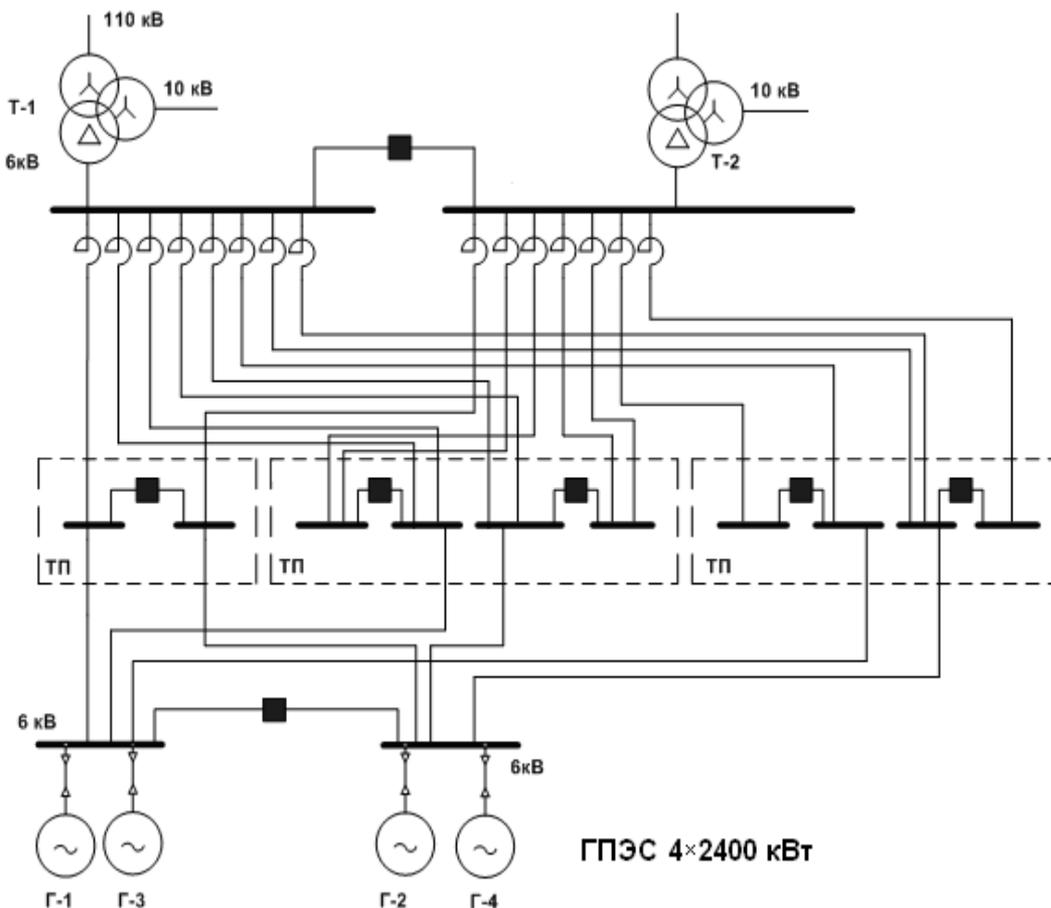


Рис.2. Годограф сопротивления для процесса, показанного на рис. 1: 1 – начало процесса, 2 – ликвидация КЗ, 3 – конец рассчитанного процесса.



Результаты расчетов при подключении ГПЭС к сети



ГПЭС 4×2400 кВт

Для того, чтобы существенно ослабить перечисленные ограничения, требуется пересмотр уставок защит генераторов ГПЭС заводом-изготовителем.

✓ Работа ГПЭС в мощной сети

- все многофазные КЗ в сети 110 кВ, даже на расстоянии от питающей ПС, а также все КЗ в сети 6 кВ, питающейся от этой ПС, приводят к отключениям генераторов ГПЭС действием защиты генераторов от понижения напряжения.

✓ Работа ГПЭС в качестве аварийного источника электроснабжения при потере питания от сети

- внезапный разрыв связи с сетью 110 кВ по указанным выше причинам приводит к полному погашению всех потребителей. Возможное быстрое действие разгрузки по напряжению и/или по частоте недостаточно для предотвращения лавины напряжения.

✓ Работа ГПЭС в качестве основного источника питания в небольшой автономной энергосистеме

- невозможен прямой пуск синхронного или асинхронного двигателя 6 кВ даже от четырех параллельно работающих газопоршневых генераторов. Поочередные прямые пуски асинхронных двигателей 0,4 кВ небольшой мощности возможны.



Осциллограммы переходных процессов ГПУ

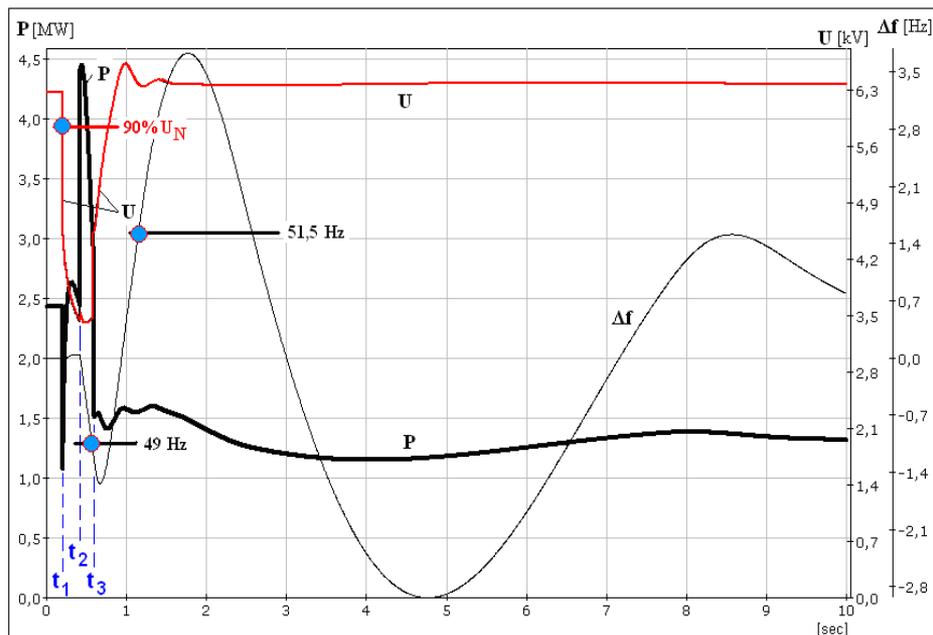


Рис.1. Осциллограмма переходного процесса при отделении генераторов с газопоршневыми двигателями от внешней сети.

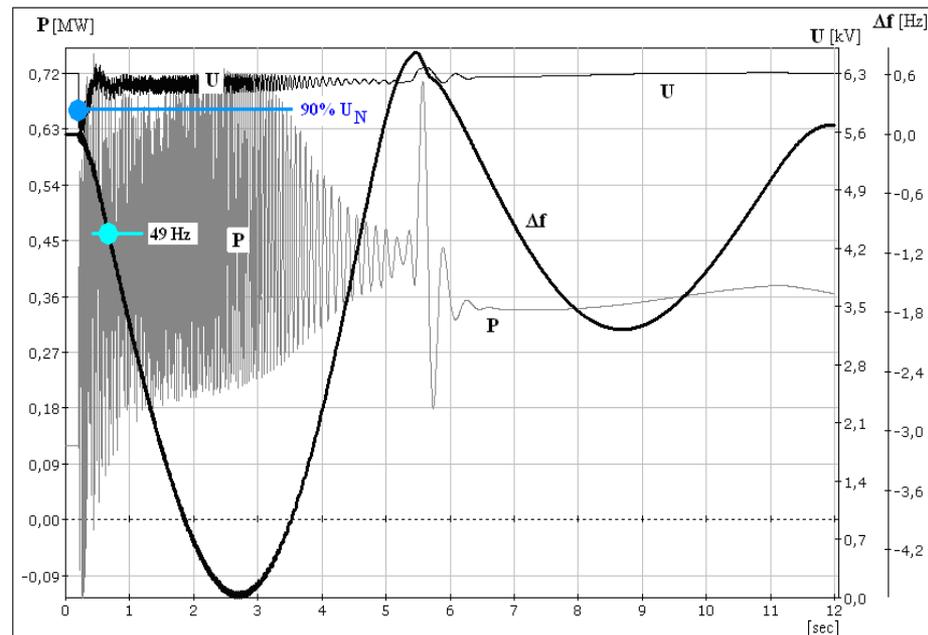


Рис.2. Осциллограмма переходного процесса при работе генераторов с газопоршневыми двигателями в изолированной системе, при пуске синхронного двигателя мощностью 1250 кВт.

Указаны срабатывания пусковых органов генераторных защит, препятствующие нормальному функционированию ГПУ.



Причины существенного ограничения областей эффективного применения ГПЭС

- **Защита отключает генератор, если напряжение на выводах генератора в течение 0,2 с. держится на уровне, меньшем чем 90% от номинального, следовательно, отключения газопоршневых генераторов возможны даже при быстро ликвидируемых отдаленных КЗ в сети, а также срабатывает до АОСН, утяжеляя режим работы распределительной сети.**

Ограничение снижений напряжения величиной 90% никак не может сказаться на поршневом двигателе, а генераторы других типов и тех же мощностей защищаются от режимов перегрузки и режимов внешних КЗ защитами по току, отстроенными от внешних КЗ. Именно ток определяет нагрев генератора, и допустимая длительность аномального режима определяется величиной перегрузки, а не уровнем напряжения.

Защита по понижению напряжения могла бы иметь смысл в отношении нагрева ротора генератора, так как при низких напряжениях ток возбуждения форсируется, но на тех генераторах, где защита от перегрева ротора необходима, она воздействует не на отключение генератора, а на снижение тока возбуждения.

Невозможно использование этих генераторов для автономного электроснабжения промышленных потребителей, так как она срабатывает при пусках большинства двигателей.

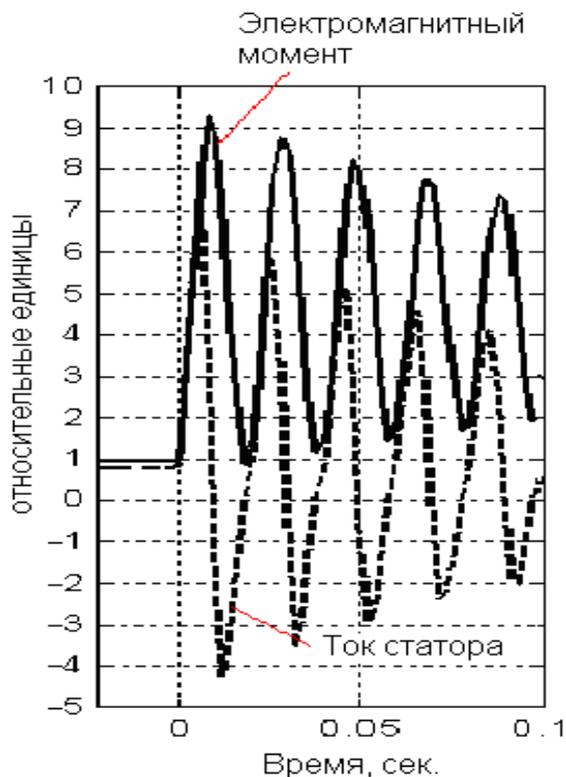
- **Защита отключает генератор, если частота на выводах генератора в течение 0,2 с. держится на уровне, меньшем чем 49 Гц.** Это означает, что при возникновении в сети аварийного дефицита мощности (например, при аварийном отделении участка сети с недостаточной генерацией активной мощности от энергосистемы) ГПГ будут отключаться раньше, чем сработает АЧР, утяжеляя развитие аварии (не допускает синхронных качаний);
- **Ограничение повышения частоты величиной 51,5 Гц (с выдержкой времени 0,2 с.)** представляется не обоснованным полностью, тем более, что сброс нагрузки, вызывающий повышение частоты, для газопоршневых двигателей с турбо-наддувом не опасен. Для генераторов других видов ограничения по скорости вращения соответствуют частоте 55 Гц и выше (не допускает синхронных качаний);

Уставки устройств РЗА определены и настроены заводом-изготовителем и не подлежат изменению, для сохранения гарантийных обязательств на ГПЭС.



Необоснованное завышение чувствительности токовых защит

«При трехфазном замыкании на клеммах генератора или при условиях, близких к трехфазному КЗ, электрогенератор отключается от сети действием релейной защиты. Это сделано с целью исключения воздействия ударных нагрузок на механические части генератора, силовой турбины и привода. Уставка временной задержки составляет 0,1 секунды (5 циклов при 50 Гц). Данная временная задержка должна исключить возможность нарастания механических нагрузок на ротор генератора.» (цитата из письма производителя).



- максимум электромагнитного момента при возникновении внешнего КЗ наступает менее чем через 0,02 с.
- отключение генератора устройствами РЗА настолько быстрое, чтобы можно было существенно снизить ударный электромагнитный момент, **нереально**, и таким способом «исключить воздействие ударных нагрузок», **невозможно**.
- низкая выдержка времени защиты от КЗ, равная 0,1 с., могла бы быть обоснована тем, что при внешнем КЗ за 0,1 с. происходит недопустимый перегрев обмоток статора генератора, что означало бы недопустимо низкую его термическую прочность.

Такая настройка уставок токовых защит не гарантирует защиту установки от повреждения при внешнем КЗ, но, зато, гарантирует отключение установки при КЗ возникающих во внешней сети (не обеспечивается селективность с токовыми защитами сети).



Применение дополнительных защит, ограничивающих область применения

Ряд ГТУ различных производителей оснащен защитой по ускорению ротора генератора.

- на одной из станций данная защита неоднократно вызывала излишние отключения установки при нормальных коммутациях ВЛ в прилегающей сети 220 кВ (наиболее часто нарушения работы ГТУ происходили при включении одной из ВЛ 220 кВ).
- причина срабатывания – быстрый переход при нормальной коммутации в сети от одного установившегося режима к другому, что вызывает изменение фазы ψ напряжения на единицы эл. град. Защита действовала по параметру $d\psi/dt$.
- после длительных переговоров удалось, опираясь на результаты анализа и испытаний, согласовать с Производителем генерирующей установки внести изменения в настройки параметров данной защиты.

Ряд ГТУ имеют механическое защитное устройство, выполненное в виде срезных штифтов на муфте ротор генератора – редуктор от набросов нагрузки величиной выше 10% от номинальной мощности.

- при параллельной работе с сетью или при включении мощных потребителей при автономной работе срезные штифты будут подвержены частым повреждениям и требуют проведения работ по их восстановлению.
- для исключения повреждения штифтов было принято решение о вводе дополнительной защиты генераторов от внешних возмущений электрической сети, что хотя и положительно влияет на надёжность работы генерирующих установок, но значительно ухудшает надёжность электроснабжения потребителей.



Дополнительные вопросы организации противоаварийного управления

В большинстве случаев, при согласовании технических условий на присоединение дополнительной нагрузки на генераторном напряжении, разрешается выполнять такое подключение при вводе в работу новых генераторных мощностей, при этом без реализации мероприятий по усилению питающей сети 110 (220) кВ, что в свою очередь приводит:

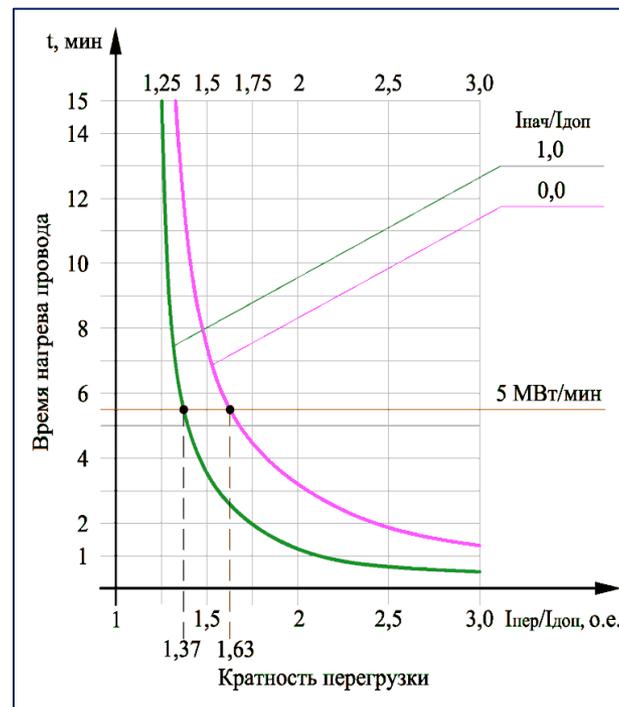
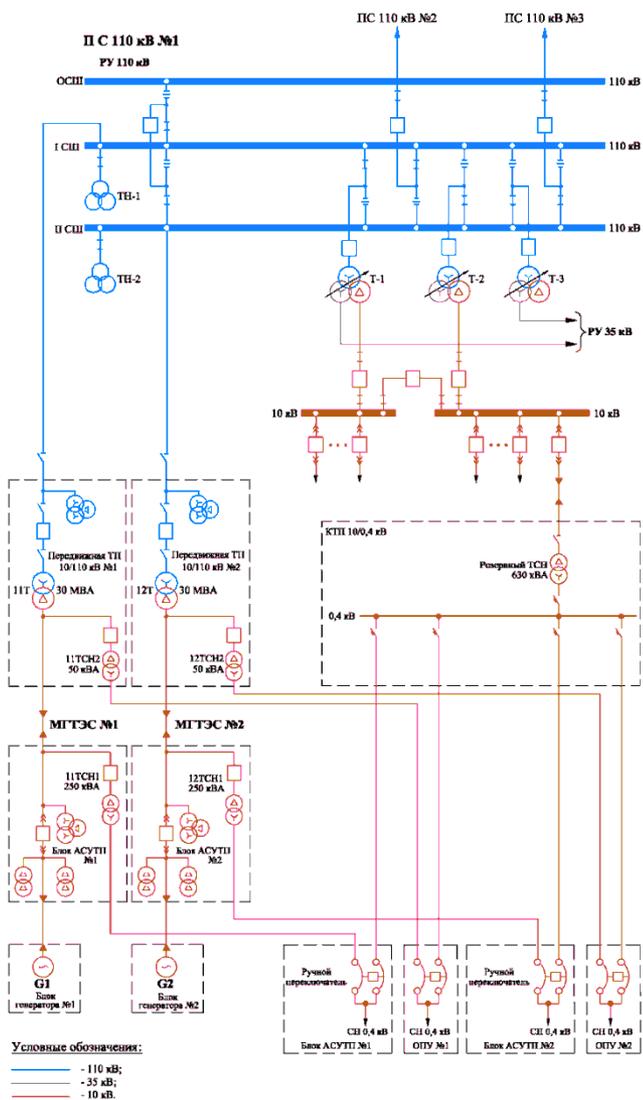
- в случае применения генераторов, которые отключаются излишне чувствительными быстродействующими защитами, к набросу нагрузки на питающую сеть и соответствующей перегрузке трансформаторов и ЛЭП;
- к необходимости оснащения трансформаторов устройствами АОПТ (АРТ), а ЛЭП устройствами АОПЛ, с управляющими воздействиями на отключение нагрузки, что приводит к удорожанию объектов электросетевого комплекса.

Вынужденные решения:

- при вводе в работу таких генераторов запрещать подключение дополнительной нагрузки без расчетов динамических режимов;
- оснащать трансформаторы ПС 110 (220) кВ и питающие ЛЭП 110 (220) кВ устройствами локальной противоаварийной автоматики за счет собственника электростанции, включая данные требования в ТУ на присоединение;
- заводить под действие локальных устройств ПА (АОПТ, АОПЛ) в первую очередь потребителей, подключенных дополнительно, с учетом ввода новых генерирующих мощностей.



Повышение эффективности использования ГТЭС



Учитывая свойства ГТЭС, в первую очередь - возможность принять нагрузку значительно быстрее, чем на тепловых электростанциях, целесообразно использовать их для целей противоаварийного управления в составе противоаварийной автоматики энергосистемы (ПА).

Разработаны совместно с ОАО «Институт «Энергосетьпроект» рекомендации по обеспечению максимально быстрого пуска агрегатов ГТЭС с учетом кратностей перегрузки, допустимых для ГТЭС.



Возможности применения ГТЭС для реализации алгоритмов ПАУ

- *Быстрая ликвидация термической (токовой) перегрузки ЛЭП с помощью автоматического запуска и набора мощности ГТЭС (требования к скорости набора мощности ГТЭС зависят от термических свойств элементов сети).*
- *Расширение возможностей повышать напряжение в сети за счет перевода ГТЭС в режим синхронного компенсатора.*

Предполагается обеспечить у ГТЭС такое управление уставкой автоматического регулятора возбуждения (АРВ), которое способствовало бы поддержанию напряжения в заданной точке сети в районе действия ГТЭС (в допустимых пределах на основании расчетов электрических режимов).

- *Использование ГТЭС в качестве резервного аварийного источника питания для обеспечения нормальной остановки АЭС и для запуска «с нуля» тепловых электростанций в энергосистеме.*

Для запуска «с нуля» тепловых электростанций ГТЭС явно подходит, так как является наиболее маневренным и достаточно мощным (до нескольких десятков МВт) источником электроэнергии для раскрутки собственных нужд электростанции.

При срабатывании частотной делительной автоматики (ЧДА) или делительной автоматики по напряжению (ДАН) возможно осуществить автоматическую загрузку генераторов ГТЭС для обеспечения питания собственных нужд тепловой станции.

Для повышения эффективности ПАУ требуется полностью автоматизировать запуск станции, обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности и реализовать возможность приема команд от устройств противоаварийной автоматики в общестанционное устройство управления.



Три существующих подхода

1. Потенциальный собственник объекта распределенной генерации, планирующий автономную работу станции, **до приобретения генераторных установок**, организует выполнение расчетов режимов, уставок РЗА и ПА на основании полученных результатов и выводов составляет техническое задание на закупку генераторных установок с учетом всех особенностей и планируемых режимов работы.

2. Потенциальный собственник объекта распределенной генерации, планирующий параллельную работу станции с сетью, **до приобретения генераторных установок**, в распределительной сетевой компании получает технические условия на технологическое присоединение и только после выполнения и согласования необходимых расчетов, уставок РЗА и ПА на основании полученных результатов и выводов составляет техническое задание на закупку генераторных установок с учетом всех особенностей и режимов работы участка сети, куда подключается станция.

3. Когда генераторная установка собственником уже **приобретена**, приходится предпринимать всевозможные усилия, чтобы включить ее в работу, **допуская, по объективным техническим причинам, снижение надежности электроснабжения потребителей.**



Перечень исходных данных от ПОСТАВЩИКА (часть 1)

При использовании генерирующих установок в различных условиях электрических сетей и промышленных объектов требуются следующие данные:

1. По механической стойкости установки при любых внешних КЗ:

- ударное значение максимально допустимого электромагнитного момента;
- наибольшее ударное значение электромагнитного момента при внешних КЗ вблизи выводов генератора.

2. По термической стойкости генератора при внешнем трехфазном КЗ вблизи выводов генератора – максимально допустимая длительность КЗ.

3. По параметрам генератора:

- номинальные значения частоты, напряжения, мощности, $\cos\varphi$;
- индуктивные сопротивления (отн. ед. генератора), синхронные (насыщенное), переходные и сверхпереходные по продольной и поперечной осям;
- постоянная времени обмотки возбуждения (сек.) при разомкнутом статоре;
- переходная и сверхпереходные постоянные времени (сек.) при КЗ на выводах;
- суммарный момент инерции всех масс на валу генератора.

4. По системе возбуждения генератора:

- источник питания системы возбуждения: напряжение на выводах генератора или вращающийся возбудитель;
- потолочное напряжение возбуждения (относительно величины возбуждения в номинальном режиме);
- изменение напряжения возбуждения, % (относительно величины возбуждения в номинальном режиме) при отклонении напряжения на выводах на 1%;
- наименование параметров режима, используемых для стабилизации.



Перечень исходных данных от ПОСТАВЩИКА (часть 2)

5. По системе регулирования скорости вращения генератора:

- качественное описание работы системы регулирования в случаях, когда генератор с нагрузкой отделяется от сети (при наличии других генераторов на этом участке сети, а также при их отсутствии); то же в обратном случае возврата работающего генератора в мощную сеть;
- величина ограничения мощности привода в режиме пониженной частоты;
- ограничения скорости изменения вращающего момента при наборе и сбросе нагрузки;
- величина люфта измерения скорости вращения на входе в систему регулирования;
- обеспечиваемый статизм регулирования скорости вращения;
- график изменений скорости вращения в процессе, когда у генератора, работавшего со 100%-ной нагрузкой, внезапно и без какого-либо возмущения в сети отключается выключатель (это необходимо для проверки правильности используемой математической модели привода).

6. Все ограничения на набросы мощности. Также должны быть указаны допустимые длительности перегрузок по активной мощности и по току статора генератора.

7. По защитах генератора, действующим на отключение генерирующей установки с пуском по электрическим параметрам:

- уставки защит и соответствующие выдержки времени;
- указания, от каких недопустимых воздействий предохраняет каждая из защит.

8. Время, которое должно быть затрачено оперативным персоналом на возобновление работы электростанции после ее остановки действием защит по п. 7, включая время набора номинальной мощности.



Перечень исходных данных от СОБСТВЕННИКОВ (часть 1)

Перед заказом генерирующих установок необходимо проанализировать, в какой мере особенности конкретных ГТУ и ГПУ влияют на электроснабжение в конкретных условиях. Основные вопросы следующие:

1. Предполагается ли работа электростанции как автономно, так и в сети?

Если предполагается, то при выборе типа установки следует убедиться, что система регулирования скорости вращения генераторов обеспечивает оба этих режима без вмешательства оператора. (Следует учитывать, что разрыв связей с энергосистемой может иметь место на удалении от электростанции).

Детально рассмотреть вопрос обеспечения селективной работы устройств РЗА при работе генераторных(-ой) установок(-и) в изолированной сети, после отделения.

2. Представляют ли опасность для данного производства внезапные отключения электростанции? Если указанная опасность имеется, то необходимы:

- подробные сведения о защитах генераторов и их уставках;
- количественные расчеты переходных процессов, вызванных толчками напряжения при КЗ во внешней сети, отклонениями напряжения и частоты при включениях/отключениях крупных электроприемников при их автономном электроснабжении и пр. (с учетом конкретных параметров генерирующих установок и основных электроприемников, а также защит и автоматик в системе внутреннего электроснабжения);
- оценки продолжительности перерыва работы электростанции, безопасного для данного объекта по условиям технологических процессов в нём, в сравнении с данными об ожидаемых затратах времени на повторный пуск генераторов.



Перечень исходных данных от СОБСТВЕННИКОВ (часть 2)

Поставщик генерирующих установок должен подтвердить, что любые КЗ во внешней сети не представляют угрозы нарушения механической прочности генерирующих установок

- сообщить величину продолжительности КЗ, безопасную для термической стойкости генераторов (определяет требования к времени ликвидации КЗ в сети).

Альтернатива – ввести в цепи статоров генераторов токоограничивающие реакторы с сопротивлением, достаточным для необходимого снижения ударных электромагнитных моментов.

Если сеть, примыкающая к электростанции, такова, что во время паузы несинхронного АПВ (НАПВ) возможен разрыв связи электростанции с энергосистемой, то необходимы:

- 1. Расчеты наибольших значений ударного электромагнитного момента при НАПВ и сравнения их с его максимально допустимыми значениями.*
- 2. Соответственное определение мер, необходимых для предотвращения повреждений установки, а также ее отключений собственными защитами, и согласование этих мер с электросетевой компанией.*

Противоаварийными мерами могут быть:

- реактирование электростанции;
- замена ТАПВ линий 220 кВ на ОАПВ, а также НАПВ на АПВ с синхронизацией или с улавливанием синхронизма.



Перспективные направления для ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ И ПОСТАВЩИКОВ

- Представлять необходимую исходную техническую информацию, до заключения договора на поставку генерирующего оборудования, для выполнения расчетов установившихся и динамических режимов;
- Инициировать создание, совместно с сетевыми компаниями, консультативно-расчетного центра для выполнения данных расчетов;
- Обеспечивать возможность изменения (на основании расчетов) параметров настройки регуляторов и устройств РЗА и ПА с сохранением гарантийных обязательств на генерирующие установки;
- Исключить возможность повреждения генерирующих установок, вследствие воздействия ударного электромагнитного момента;
- Предусматривать установку АЛАР и автоматики выделения станций (генераторных установок) на сбалансированную нагрузку энергорайона действием ДАЧ и/или ДАН (на основании расчетов электрических режимов);
- Обеспечивать возможности выдачи дискретной и цифровой информации, а также приема команд в центральное устройство управления станции для интеграции в локальные устройства ПА и иерархические системы ПАУ;
- Обеспечивать максимальную автоматизация процессов пуска станции;
- Предусматривать возможность работы генерирующих установок как в автономном режиме, так и параллельно с сетью без переключений, требующих вмешательства диспетчерского персонала (оператора);
- Иметь один алгоритм регулирования скорости вращения, при котором генератор может работать со статизмом по частоте независимо от наличия мощных внешних электростанций, а также в автономном режиме в качестве единственного источника.



Перспективные направления для ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ

- Проводить обучение персонала по вопросам, относящимся к внедрению объектов распределенной генерации и факторам, влияющим на надежность работы сети и электроснабжение потребителей электрической энергии;
- Обеспечивать своевременное рассмотрение и согласование в установленном порядке расчетов установившихся и динамических режимов, представляемых собственниками объектов распределенной генерации;
- Содействовать беспрепятственному внедрению объектов распределенной генерации (при условии выполнения ТУ на технологическое присоединение), минимизируя необходимость реконструкции распределительных сетей и увеличения пропускной способности ЛЭП и трансформаторного оборудования;
- Ликвидировать асинхронные режимы с минимально возможной выдержкой времени, в случаях, когда возможны дополнительные нарушения устойчивости потребителей с возникновением многочастотного асинхронного режима;
- Если возможны случаи, когда рассматриваемая электростанция может оказаться вместе с местной нагрузкой отделенной от ЭЭС, то разрабатывать ПА, действующую при внезапной потере генерации и меры по ее вводу в работу;
- Обеспечивать выделение станций на сбалансированную нагрузку (автономную работу) действием ДАЧ/ДАН при возникновении повреждений в питающей сети или при возникновении режима высоких рисков нарушения электроснабжения;
- Обеспечивать селективную работу устройств РЗА при выделении генераторных(-ой) установок(-и) на сбалансированную нагрузку (автономную работу);
- Использовать генерирующие установки в реализации алгоритмов ПАУ (АОПЛ, АОПТ) для решения задач минимизации отключения потребителей при перегрузке ЛЭП и трансформаторов и при снижениях напряжения в сети.

Спасибо за внимание!

ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»
www.ti-ees.ru

