

Анализ опыта применения объектов распределенной генерации для обеспечения надежного электроснабжения потребителей

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**

Екатеринбург, 04.06.2015





Тенденции в электроэнергетике России и мира



Сверхнормативные сроки службы оборудования электрических сетей и отклонения их технического состояния от требований НТД

В ряде случаев отсутствует ответственность за нарушения надежного электроснабжения потребителей со стороны ГП и ЭСК

Широкое применение в системах внутреннего электроснабжения генерирующих установок иностранных заводов-изготовителей

Выпуск в России новых нормативно-правовых документов

Совершенствование систем накопления электрической энергии (накопители; суперконденсаторы), ИБП и быстродействующих АВР

Рост доли нелинейных электроприемников (статические силовые преобразователи, ЧРП, импульсные источники питания и т.д.)

**Резервирование РГ
энергоустановками ТЭС,
АЭС и их реновация**



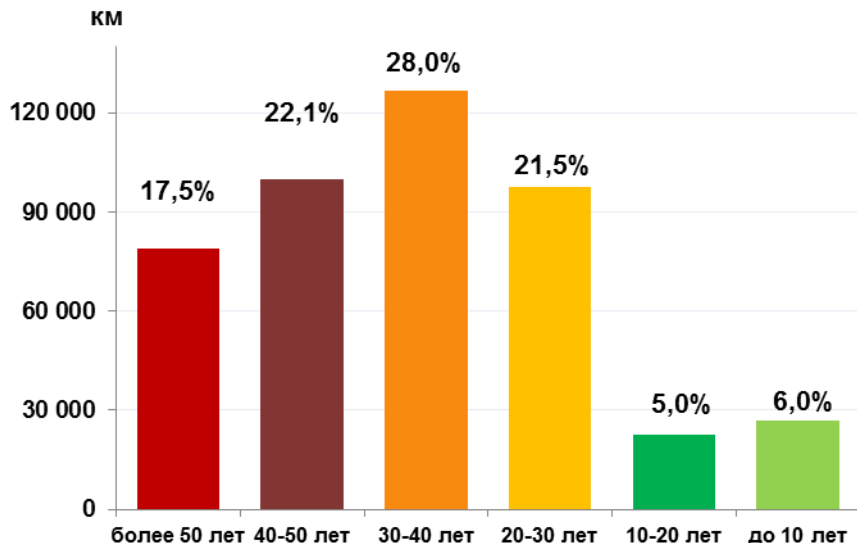
**Ужесточение ТТ к
работе объектов
РГ в составе ЭЭС**

Одновременное развитие гибридных комплексов с применением технологий накопления энергии, технологий «Smart Grid», а также сбора, обработки и передачи данных, создание новых моделей управления объектами РГ

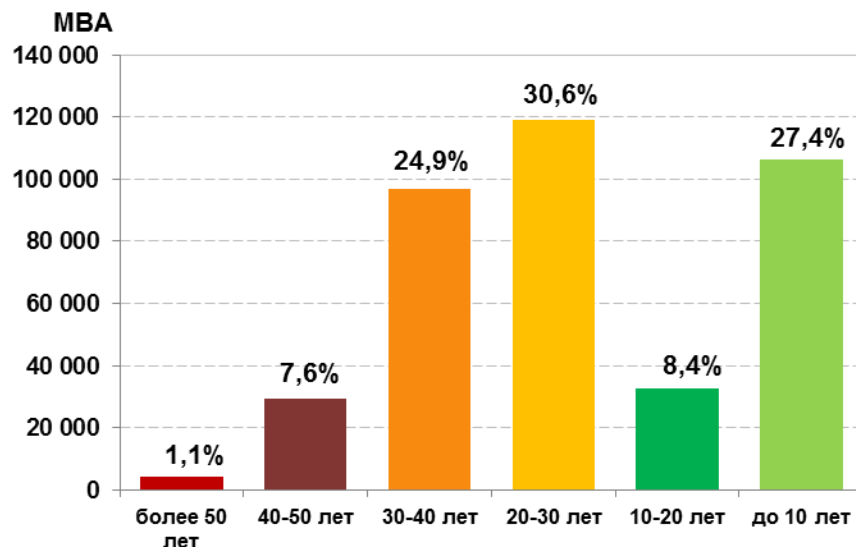


Сроки службы оборудования электрических сетей

Данные по срокам службы ЛЭП
напряжением ≥ 110 кВ,
в % от суммарной протяженности



Данные по срокам службы трансформаторов
(АТ) напряжением ≥ 110 кВ мощностью ≥ 63 МВА,
в % от суммарной мощности



За период с 2007 по 2014 годы количество ЛЭП, эксплуатируемых более 50 лет увеличилось в 3,2 раза (на 2 246 ед. – 52,5 тыс. км), а введено в эксплуатацию новых ЛЭП – 18,3 тыс. км (773 ед.)

В пределах нормативного срока службы эксплуатируется:

- ЛЭП $U \geq 110$ кВ 10 078 ед. – 256 810 км (58,8% по единицам)
- трансформаторов и автотрансформаторов 1 364 ед. – 198 037 МВА (48,5% от общего кол-ва)



Существующее положение с внедрением объектов РГ в России

Широкое распространение получают электростанции малой и средней мощности: газотурбинные (ГТЭС), газопоршневые (ГПЭС) и дизельные (ДЭС), подключаемые к распределительным электрическим сетям и/или к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ:

- 1 Ограничение возможностей подключения новых потребителей и увеличения мощности присоединенной нагрузки к существующим распределительным сетям (наличие закрытых центров питания)
- 2 Необходимость обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей, перерывы электроснабжения которых являются недопустимыми по условиям технологии производства
- 3 Снижение затрат на выработку электрической энергии за счет эффективной утилизации вторичных энергоресурсов (доменный и конвертерный газ, попутный нефтяной газ, шахтный газ (метан), отходы лесопереработки и сельского хозяйства и пр.)
- 4 Снижение затрат на передачу электроэнергии по магистральным и распределительным электрическим сетям



Электроснабжение потребителей I категории надежности и особой группы

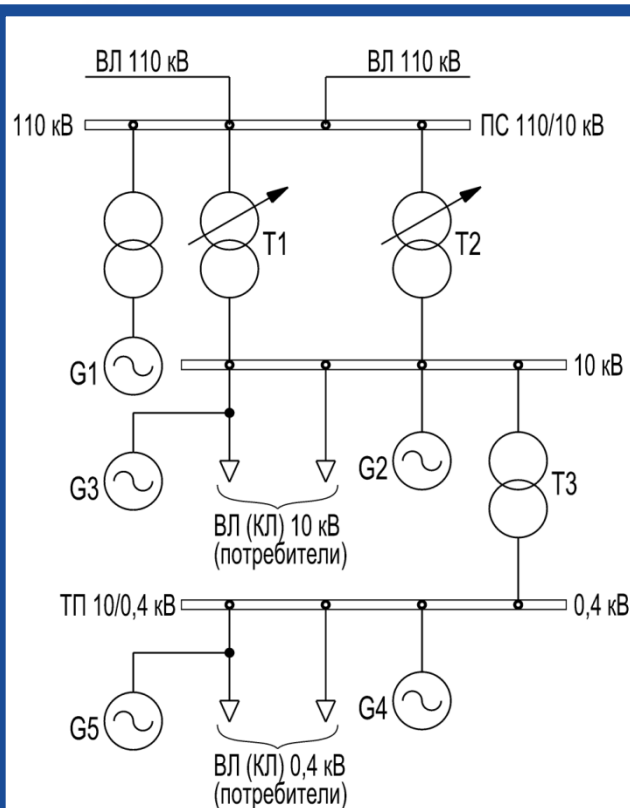


Наблюдается рост числа случаев с полным или частичным нарушением электроснабжения потребителей I категории, включая особую группу, имеющих место при каскадных авариях, начинающихся с отключения источников питания в сетях внешнего электроснабжения и завершающихся нерасчетной и некорректной работой оборудования систем внутреннего электроснабжения

ПРИЧИНА: отсутствием в составе проектной документации комплекса специализированных, нетиповых натурных исследований параметров электрических режимов и расчетов установившихся и оптимизационных режимов, электромеханических переходных процессов и показателей качества электроэнергии, приводящим к принятию некорректных технических решений по составу, количеству и алгоритмам работы оборудования, устройств РЗА и последующему снижению надежности электроснабжения потребителей



Варианты подключения объектов РГ



Возможны различные варианты подключения (зависит от мощности объекта РГ, его удаленности от сетей распределительных сетевых компаний и других факторов)



Подключение объектов РГ к шинам подстанций 110- 220 кВ (G1) или к шинам 0,4 – 6 – 10 кВ (G2, G4)

Следствие:

Принципы построения РЗА в прилегающей сети не изменяются, так как не изменяется потокораспределение, а электроснабжение потребителей осуществляется по фидерам, отходящим от шин распределительных подстанций с однонаправленным потоком мощности «от шин в линию»



Подключение объектов РГ к фидерам 0,4 – 6 – 10 кВ (G3, G5)

Следствие:

1. В сети возникают реверсивные потоки мощности, зависящие от режима генерации и потребления в узлах нагрузки, что требует проведения реконструкции устройств РЗА с применения более сложных защит в прилегающей сети
2. В ряде случаев требуется изменение топологии сети с установкой дополнительных коммутационных аппаратов, а также полная замена коммутационного оборудования (рост уровня токов КЗ)



При подключении объектов РГ к шинам ПС снижается возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей при авариях на шинах ПС, при которых отключаются и ГУ и все потребители



Возможные режимы работы объекта РГ

Параллельная работа с энергосистемой (с выдачей или без выдачи мощности в сеть)

Постоянная изолированная работа объекта РГ (автономный режим)

Комбинированный режим (возможна параллельная и изолированная работа)

Работа объекта РГ в базе за счет получения из энергосистемы пиковой мощности и выдача в энергосистему избытков мощности, что позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей и повысить ТЭП работы объекта РГ

Необходимо обеспечивать надежное электроснабжение потребителей с учетом их графиков нагрузки, а также ремонтного и аварийного резерва (в т.ч. аварийной брони)

Энергообъект работает параллельно с энергосистемой, но в случае возникновения режима высоких рисков или при аварии в сетях внешнего электроснабжения может быть выделен на изолированную работу с питанием потребителей от объекта РГ



1. Обеспечить идентификацию режима выделения электростанции при аварии
2. Обеспечить превентивное выделение объекта РГ действием АВСН (по параметрам режима)
3. Обеспечить балансировку режима по активной и реактивной мощностям без возникновения недопустимых параметров электрических режимов в сети внутреннего электроснабжения
4. Обеспечить возможность длительной работы в изолированном (автономном) режиме
5. Обеспечить синхронизацию энергообъекта с объектом РГ (несколько ГУ) с энергосистемой при восстановлении сети внешнего электроснабжения



Основные вопросы подлежащие анализу при внедрении объекта РГ





Проблемные вопросы связанные с конструктивными особенностями ГУ

1. Механические повреждения ГУ из-за воздействия ударных электромагнитных моментов при возникновении многофазных КЗ или НАПВ во внешней электрической сети
2. Нарушения динамической устойчивости ГУ (ГПУ, ГТУ с разрезными валами – свободными силовыми турбинами) при многофазных КЗ во внешней электрической сети
3. Преждевременные отключения ГТУ технологической защитой при снижении f в ЭЭС или выделенном энергорайоне (переход компрессора в режим «помпажа»)
4. Неуспешные выделения действием АВСН в связи с отключением ГУ технологическими защитами или защитой от обратной мощности при набросах / сбросах нагрузки
5. Невозможность длительной работы в изолированном режиме из-за наличия ограничений по технологическому минимуму нагрузки ГУ (диапазон от единиц до десятков % от P ном.)
6. Снижение мощности и КПД ГТУ в зависимости от температуры наружного воздуха (ограничения режима потребления или проектное завышение мощности ГТУ для обеспечения возможности изолированной работы)
7. Отключение ГУ защитой от повышения вибрации из-за возникновения крутильных субсинхронных колебаний при сбросе нагрузки мощными электродвигателями с (ЧРП) при автономном режиме работы



Механическая стойкость ГУ при внешних КЗ



ТРЕБОВАНИЕ: Внешние КЗ, ликвидируемые устройствами РЗА (основными и резервными) электрической сети, не должны создавать опасность механического повреждения ГУ



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

Возникающие повреждения, как правило, связаны с применением ГУ с конверсионных производств, созданных как бортовые источники электроснабжения

При заказе ГУ необходимо требовать чтобы завод-изготовитель (поставщик):

- документально подтверждал, что любые КЗ во внешней сети не представляют угрозы нарушения механической прочности генерирующих установок

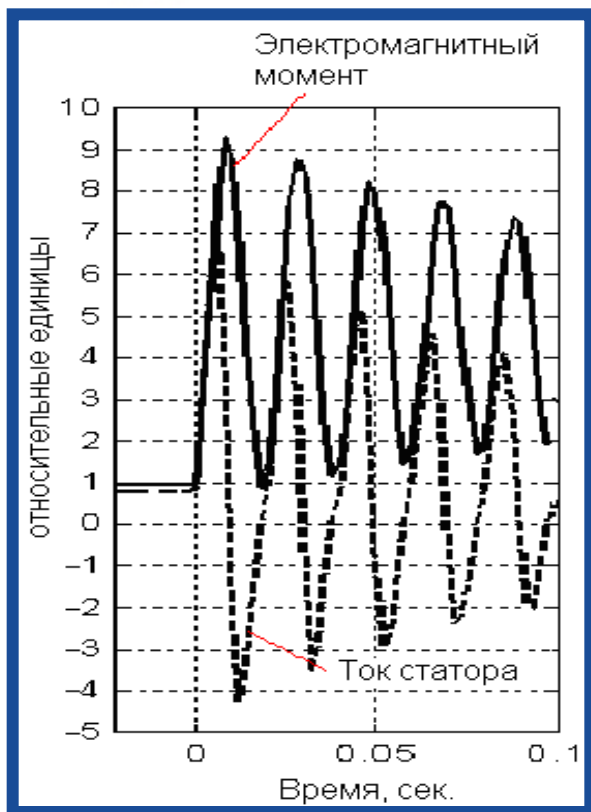
Альтернатива: включение в цепь статора генератора токоограничивающих устройств (реакторов) с сопротивлением, достаточным для необходимого снижения ударных электромагнитных моментов

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



Ударный электромагнитный момент при КЗ и НАПВ

1



- максимальное значение механического момента ($M_{к(3).\text{макс}}$) при трехфазном КЗ может в 5-10 раз превышать номинальный момент (обусловлено значением апериодической составляющей тока КЗ)
- при двухфазном КЗ значение $M_{к(2).\text{макс}}$ может в 1,3-1,4 раза превышать величину $M_{к(3).\text{макс}}$ (обусловлено ярко выраженной 2-ой гармоникой, составляющей 50% от основной, искажающей синусоидальную форму момента)
- величина $M_{\text{НАПВ}}$ может достигать для генераторов без демпферной обмотки в 3,2 раза больше, а для генераторов с демпферной обмоткой до 1,7 раза больше, чем при трехфазном КЗ

Быстрое отключение генератора устройствами РЗА, чтобы можно было существенно снизить величины $M_{к(2,3)\text{макс}}$ и $M_{\text{НАПВ}}$ невозможно, и таким способом исключить воздействие ударных нагрузок нереально

- 
1. При трехфазном КЗ ток пропорционален ЭДС генератора и обратно пропорционален суммарному сопротивлению цепи КЗ
 2. При НАПВ ток пропорционален разности мгновенных значений ЭДС генератора и напряжения сети и обратно пропорционален X_{Σ} (генератора, трансформатора и внешней сети), а степень опасности НАПВ увеличивается со снижением мощности электростанции



Асинхронные режимы объектов РГ

2

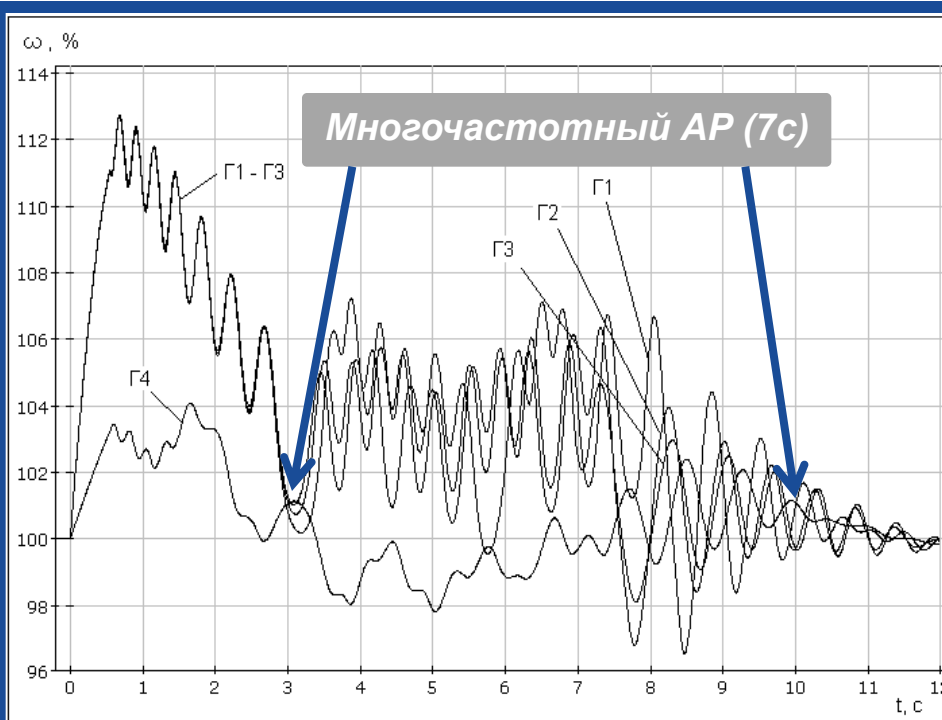


Рис.1. Расчет изменения скоростей вращения генераторов ПЭС: газотурбинных двухвальных Г1-Г3, и паротурбинного Г4 при трехфазном КЗ с отключением линии в ремонтной схеме

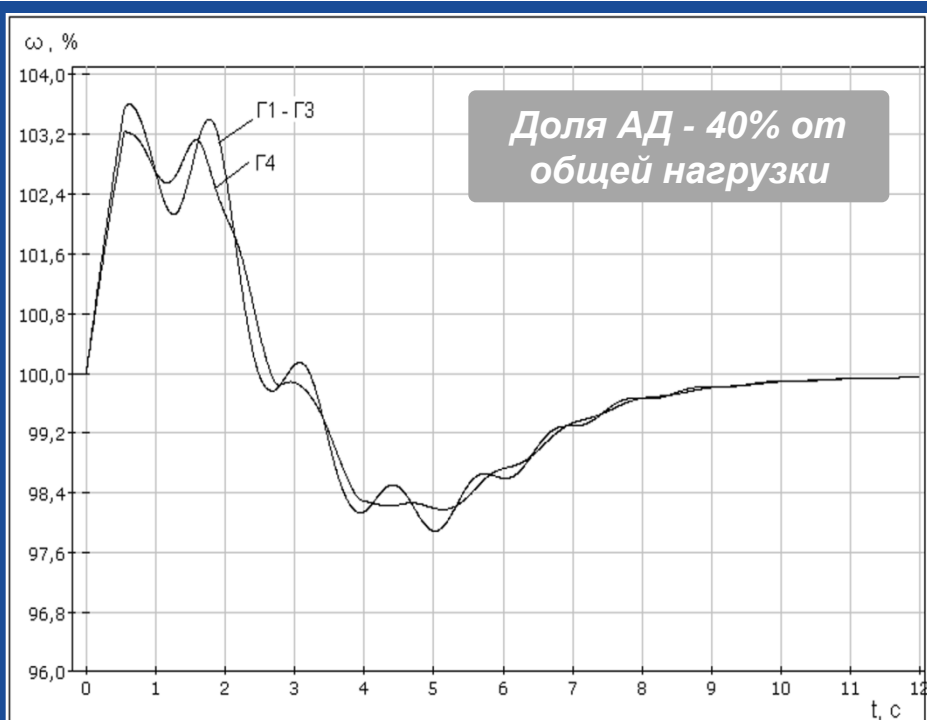


Рис. 2. Тот же процесс, что на рис. 1, но при замене двухвальных ГТУ на одновальные

В одинаковых условиях, но в случае применения одновальных ГТУ вместо двухвальных, синхронизм быстро восстанавливается



Влияние параметров нагрузки на результаты расчетов режимов

2

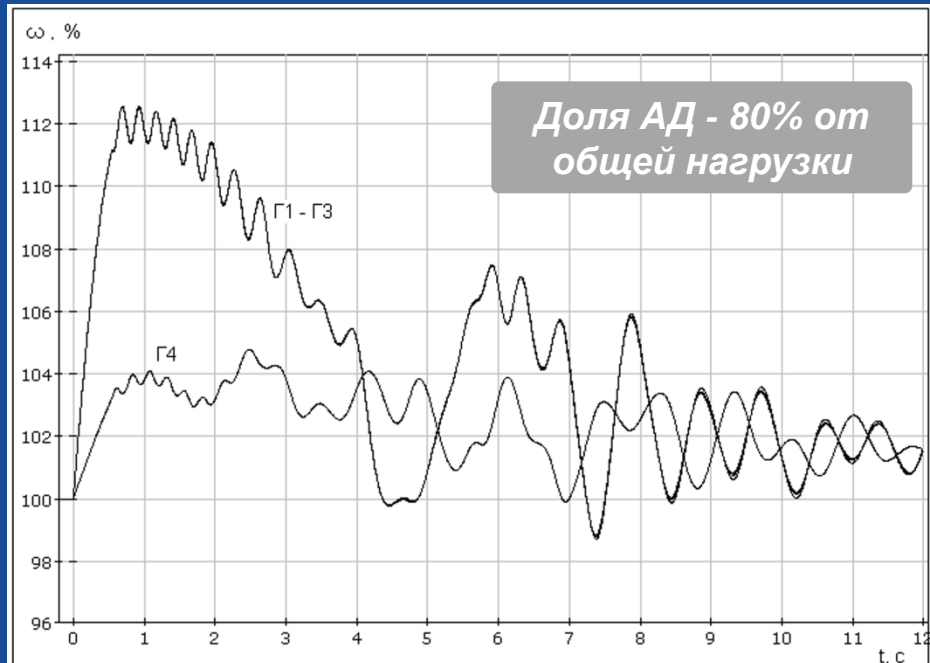
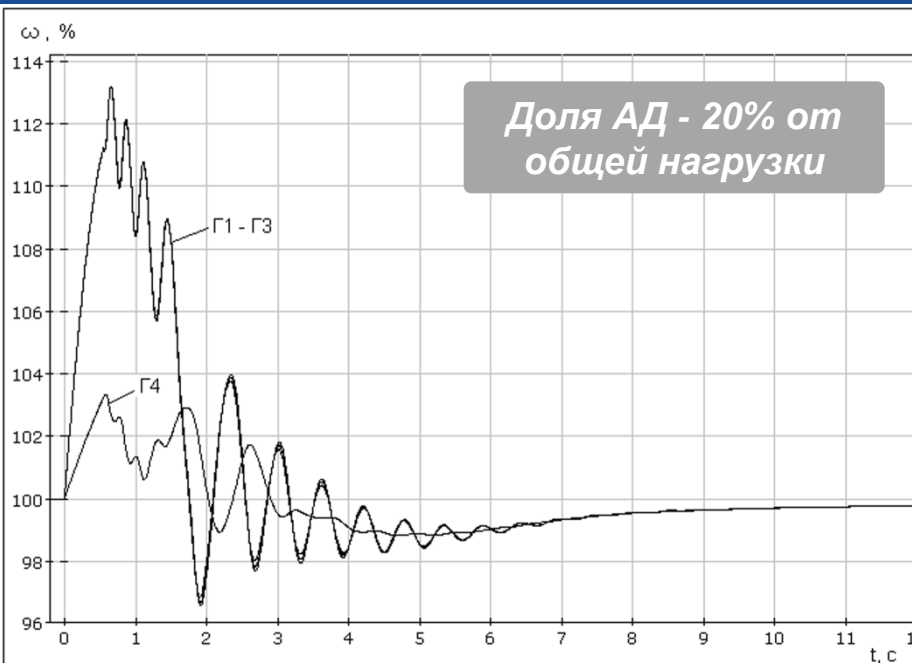
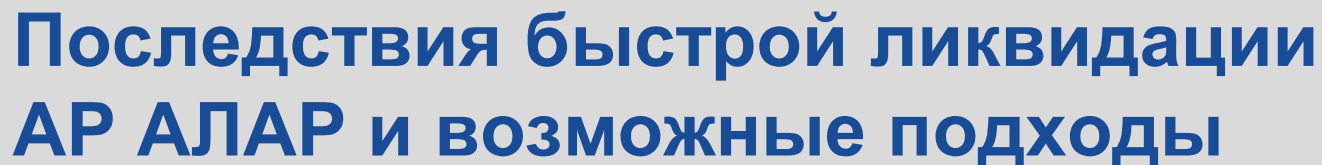


Рис.1 Асинхронный режим длится менее 2 с (ресинхронизация наступает после четырех проворотов)

Рис.2 Ресинхронизация не наступает, т.к. возникает лавина напряжения (U становится ниже 50% от U ном. до отключения значительной части нагрузки)

Многочастотные АР наблюдаются в узлах промышленной нагрузки, особенно при наличии объектов РГ и большой долей СД (значительные перемещения ЭЦК, затрудняющие выявление и ликвидацию АР)

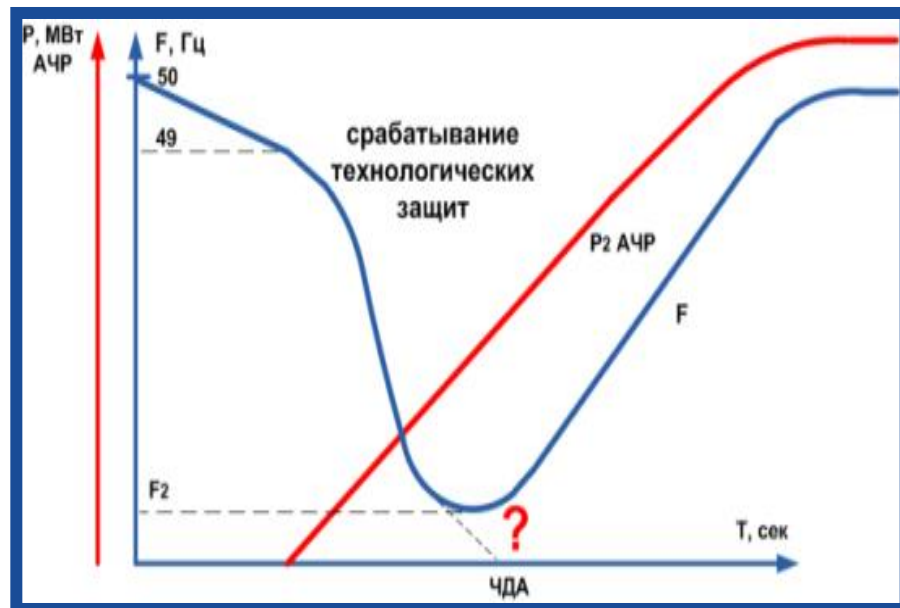
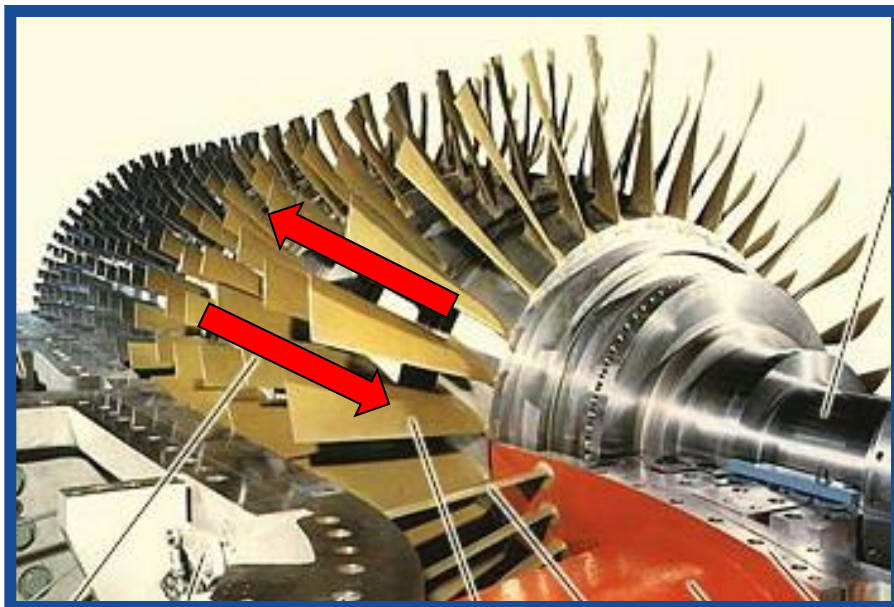


14



Защита от помпажа компрессора ГТУ

3



Сигнализация $f = 49 - 49,5$ Гц (0 с); Аварийное отключение ГТУ $f = 47,5 - 48,5$ Гц (20 с)

Уставки АЧР1 46,5 – 48,8 Гц (0,3 с); Уставки ЧДА 46 – 47,0 Гц (0,3 – 0,5 с)



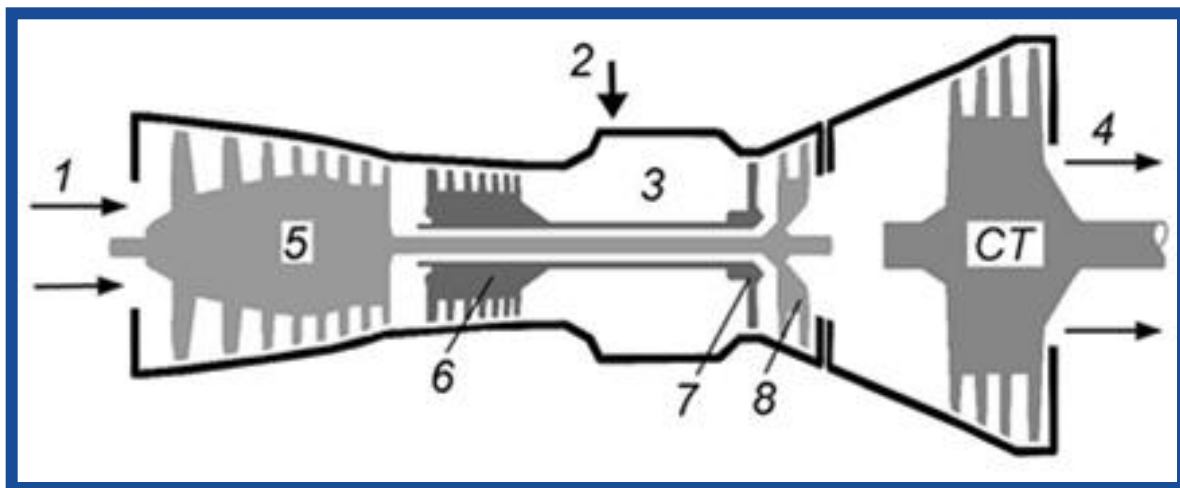
Помпаж – это аэродинамический феномен в виде автоколебательного процесса перемещения всей массы воздуха внутри компрессора от входа и обратно (резко падает КПД, возрастает вибрация и динамические напряжения в рабочих лопатках)

Является одной из основных технологических защит ГТУ и не может быть выведена из работы (при больших нагрузках может привести к повреждению ГТУ, что обусловлено конструкцией компрессора)



Последствия набросов нагрузки на многовальные ГТУ

4



1 – воздух, 2 – топливо,
3 – камера сгорания,
4 – к котлу-утилизатору,
5 – компрессор НД,
6 – компрессор ВД,
7 – турбина ВД,
8 – турбина НД



Значительные набросы нагрузки вызывают резкое снижение скорости вращения генератора и силовой турбины, имеющих жесткую связь и малые T_j (в режиме автономного электроснабжения)

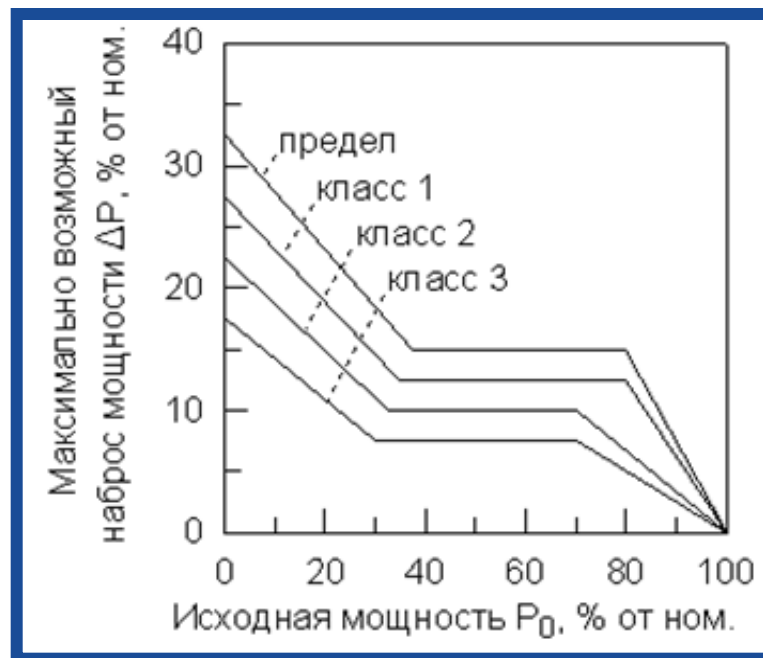
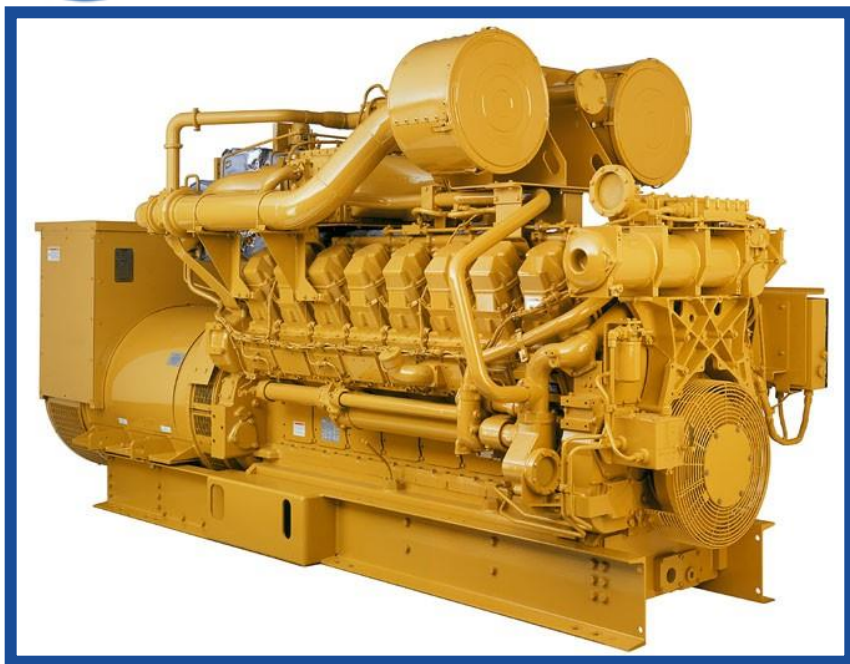
Следствия:

- возникновение газодинамического импульса направленного на проточную часть и элементы газовой турбины, скорость вращения которой максимальна и не изменяется (имеют отдельные валы с силовой турбиной)
- диски и рабочие лопатки последних ступеней газовой турбины подвергаются значительным механическим напряжениям, под влиянием резкого увеличения давления рабочей среды, вызывающим их повреждения (ограничения на применение НАПВ в сети)



Последствия набросов нагрузки на ГПУ (ГПД)

4



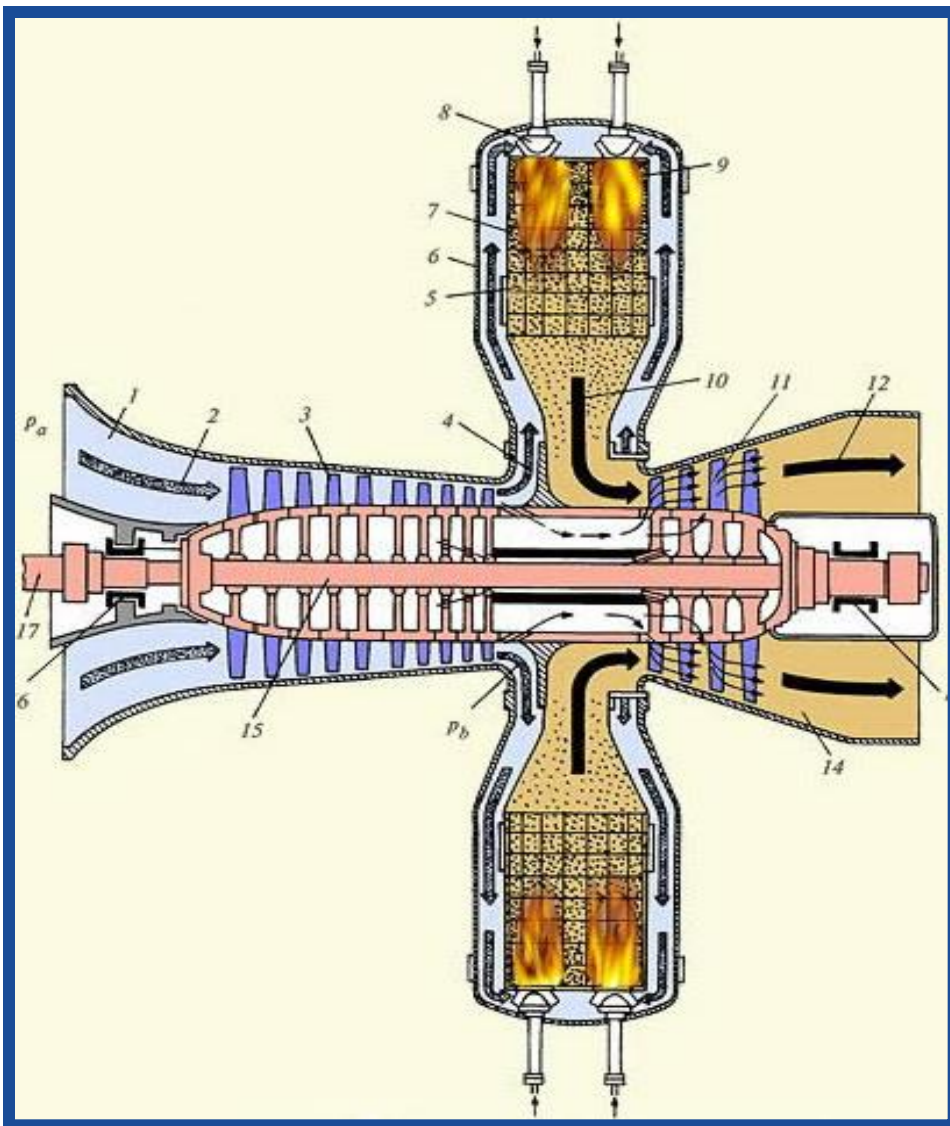
Скачкообразный наброс P на ГПД, не вызывающий его перегрузки, может приводить к его перегреву и отключению технологическими защитами, т.к. большей подаче топлива должно соответствовать увеличение подачи воздуха в ГПД от компрессора (мгновенно увеличить скорость вращения компрессора невозможно)

Производители лимитируют величину скачкообразных набросов мощности, приводя графики допустимых набросов мощности, при этом интервал между набросами должен быть не меньше 1-2 мин



Последствия сбросов нагрузки с одновальных ГТУ

4



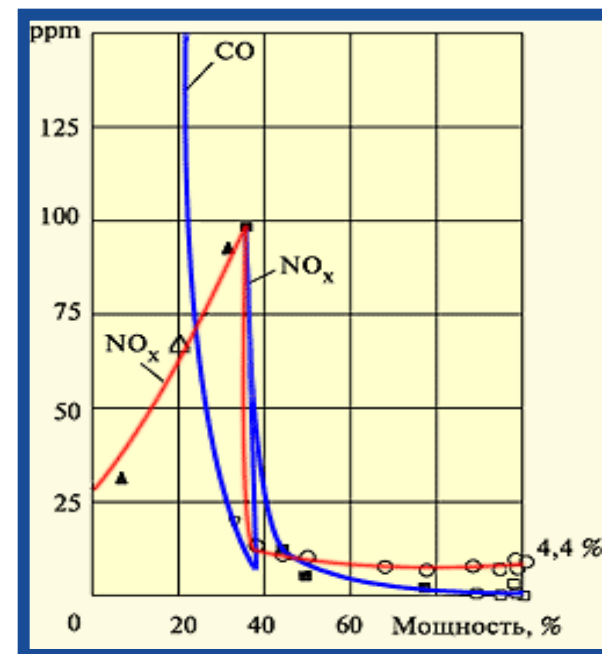
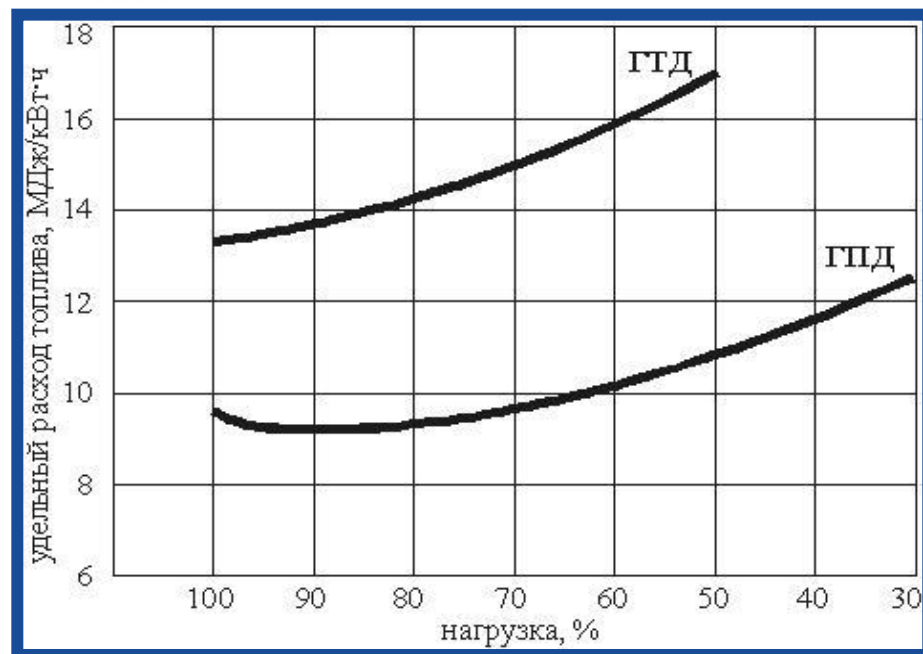
При резком сбросе нагрузки с одновальных ГТУ (выделение электростанции действием АВСН на сбалансированную нагрузку или переход в режим холостого хода; синхронные качания в системе) в различных режимах работы (диффузионный режим или режим предварительного смешения) происходит **отрыв (погасание) пламени в камере сгорания и останов ГТУ технологическими защитами**

В ряде случаев требуется модернизация входного направляющего аппарата и перенастройка горелочного режима ГТУ



Технологический минимум нагрузки для ГТУ и ГПУ (ГПД)

5



Технологический минимум для ГПД составляет порядка 30-40% от $R_{ном.}$, (особенно критично в автономном режиме)

Допускается работа с частичной нагрузкой от 20% до 40% номинальной, но не чаще 6 раз в год, и на срок до 24 часов

Работа в автономном режиме с нагрузкой ниже 50% номинальной допускается не чаще одного раза в сутки на срок не более 4 часов

Определяется особенностями горелок ГТУ и параметрами горелочного режима (требования по токсичности выхлопных газов - содержание NOx и CO)

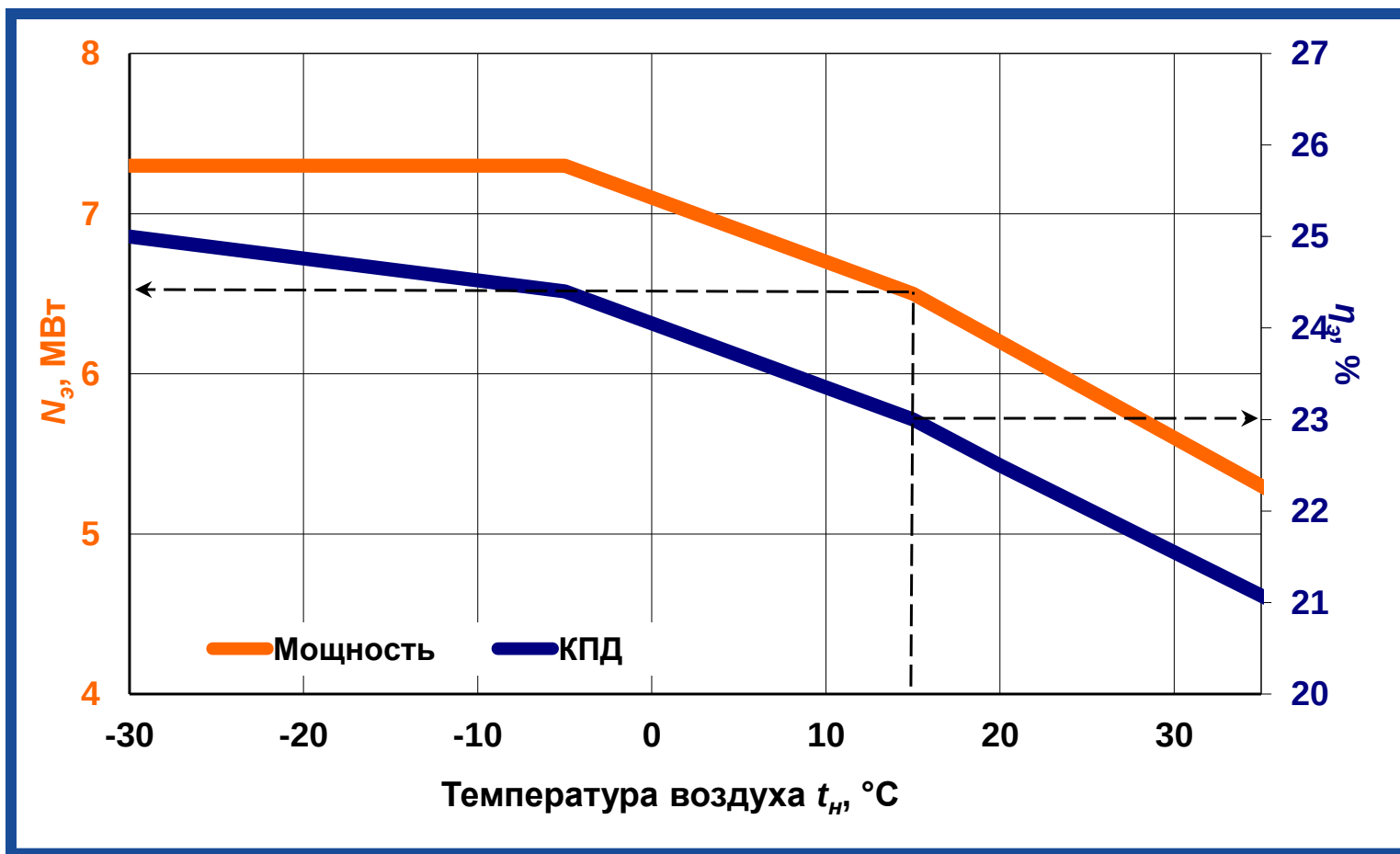
У горелок с предварительным смешением при малых расходах топливного газа по отношению к поступающему воздуху горение становится неустойчивым

Длительная работа на диффузионных горелках у ряда ГТУ не предусматривается



Зависимость мощности и КПД ГТУ от температуры наружного воздуха

6



Средняя температура региона в летний период, °C

Санкт-Петербург: + 18	Москва: + 19	Ростов-на-Дону: + 23	Краснодар: + 24
Астрахань: +25	Якутск: + 16	Мурманск: + 13	Магадан: + 12
			Анадырь: + 11



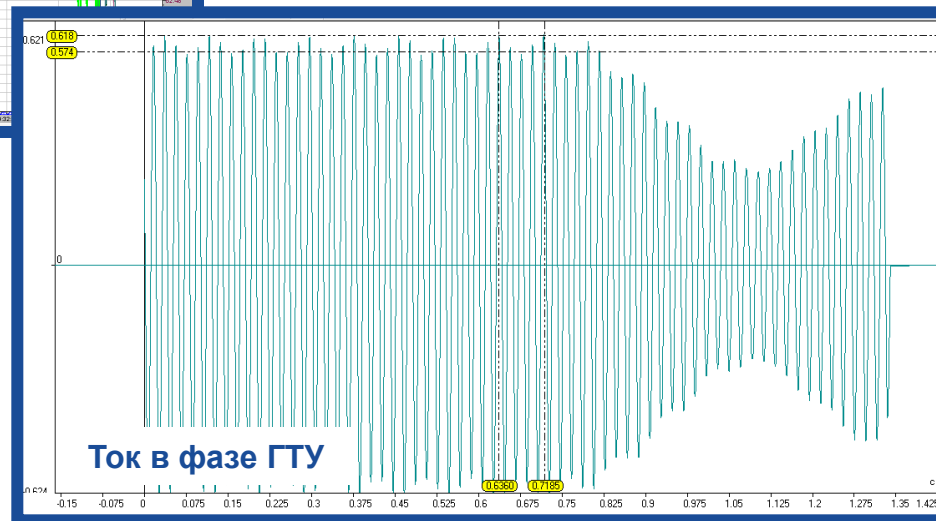
Работа ГТУ в автономном режиме в узлах промышленной нагрузки

7



Активная мощность ГТУ и радиальная вибрация

При сбросе нагрузки возникают колебания амплитуды входного тока тиристорных ЧРП, которые вызывают колебания тока нагрузки генераторов и моментов на их валах, что и является основной причиной возникновения крутильных субсинхронных колебаний валов ГТУ



Ток в фазе ГТУ

Модуляция амплитуды основной гармоники несинусоидальной кривой при сбросах нагрузки может достигать до 40% от максимальных значений и повторяться каждые 4 цикла (с частотой примерно 12 Гц)

1. Виброактивность ГТУ развивается в результате сброса нагрузки, подключенной через частотно-регулируемые (тиристорные) привода
2. Время развития технологического нарушения связано с особенностями изменения нагрузки и состоянием сети (соотношением нагрузок и величиной загрузки ГТУ) и составляет от 2 до 16 минут

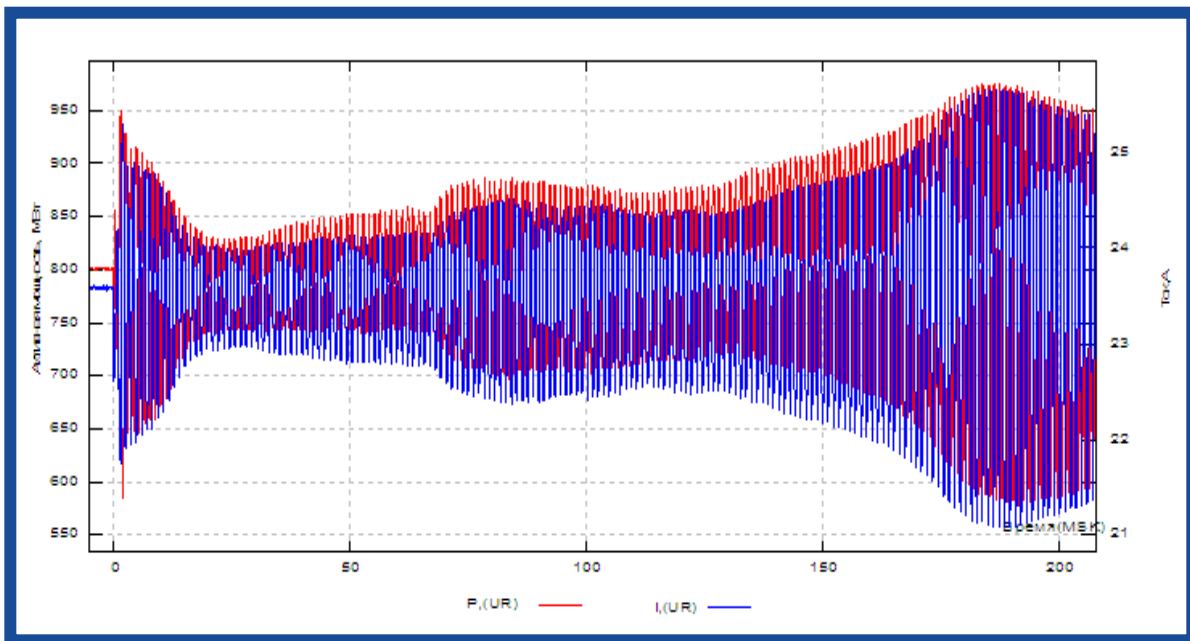


Проблемные вопросы связанные с алгоритмами/настройками САУ (САР) и РЗА

- 1 Возникновение синхронных качаний ГУ (незатухающие синхронные колебания P на ГУ) обусловленные выбором параметров АРВ
- 2 Невозможность обеспечения регулирования частоты вращения генераторов в 2-х состояниях: при параллельной работе с сетью и при автономной (изолированной) работе
- 3 Повышенный износ регулирующих клапанов при отсутствии зоны нечувствительности в АРЧВ (исключение УВ на турбину при малых отклонениях f близи ее номинального значения)
- 4 Невозможность (значительные сложности) обеспечения селективного отключения КЗ в сети, а также прямых пусков электродвигателей при изолированной (автономной) работе ГТУ с ТПЧ
- 5 Неселективное отключение генераторов 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 (высокий уровень несимметрии фазных напряжений)
- 7 Отключения ГУ устройствами РЗА при работе в изолированном режиме вследствие недопустимого уровня гармонических составляющих в токе нагрузки (большая доля нелинейных электроприемников)



Применение АРВ зарубежного производства



**Система добровольной
сертификации СДС «СО ЕЭС»
(РОСС RU.31034.04ЕЭ01)**



- 1. Разработаны в соответствии с зарубежными стандартами (IEEE 421, МЭК 34-16 и др.)
- 2. Не соответствуют требованиям ПТЭ, ПУЭ и ГОСТ 21558-2000
- 3. Не содержат ряд основных функций (релейная форсировка, блокировка работы системного стабилизатора при небалансах Р в ЭЭС и др.)

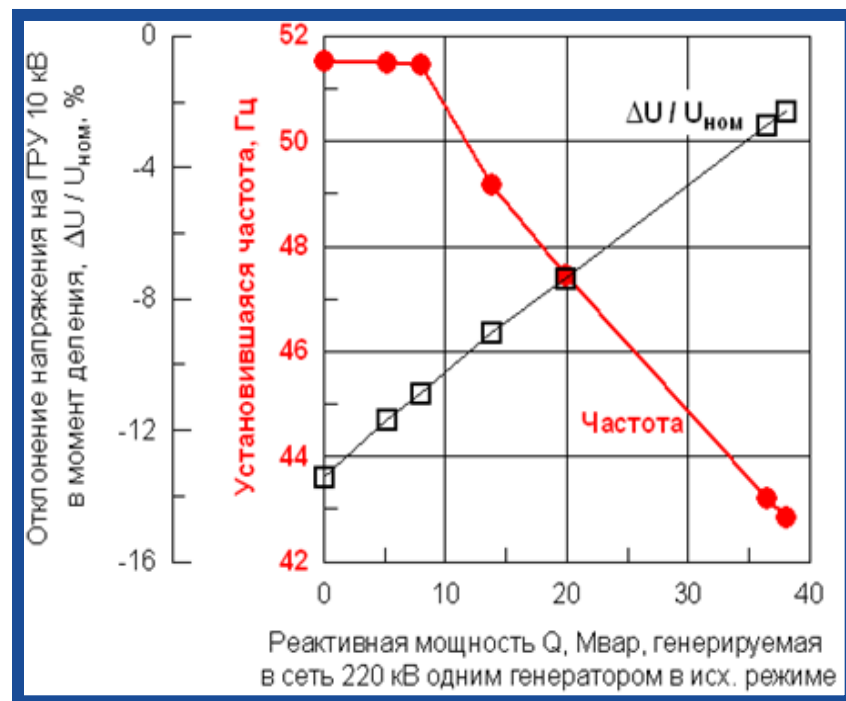
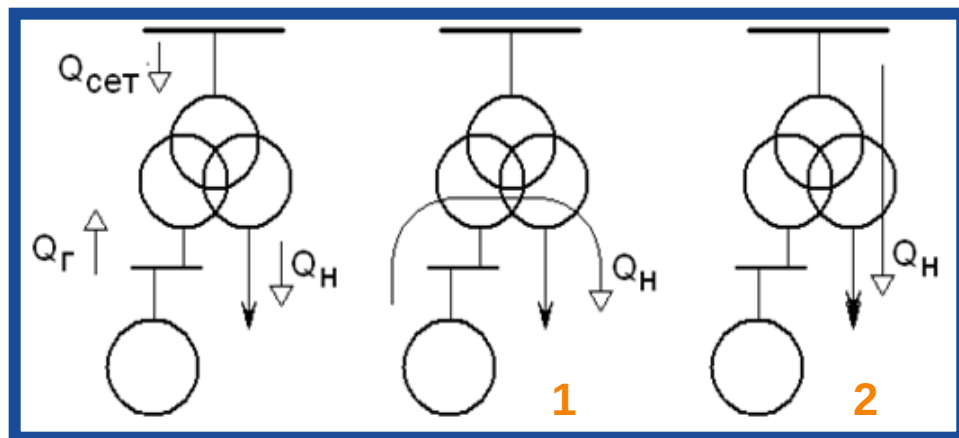
Необходимо проведение испытаний АРВ зарубежного производства в соответствии с «Методикой проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов»



Влияние параметров настройки АРВ на режимы работы потребителей

1

Возможные варианты покрытия реактивной мощности нагрузки



1. Если до отделения от сети Q_H покрывалась от ГУ, то после отделения снижение U будет минимальным, двигательная нагрузка останется устойчивой, а f снизится соответственно дефициту мощности
2. Если до отделения Q_H покрывалась от сети, то отделение вызовет снижение U тем более значительное, чем ниже $U_{Г0}$, что приведет к снижению активной нагрузки, возможному опрокидыванию двигательной нагрузки с повышением f (АЧР неэффективно)



Выбор законов регулирования f и P

2

Генерирующие установки часто оснащаются следующими видами регуляторов:

1

Генерирующие установки, предназначенные для параллельной работы с сетью – автоматическими регуляторами активной мощности (АРМ) без дополнительной коррекции по частоте

Следствие:

Невозможно выделить ГУ действием ЧДА/ДАН на сбалансированную нагрузку

2

Генерирующие установки, предназначенные для автономной работы – автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) без дополнительной коррекции по P с $S \leq 0,3\%$ (астатическое регулирование)

Следствие:

Трудности обеспечения параллельной работы с другими ГУ (большие изменения генерации при малых отклонениях f) – «раскачивание» параметров режима – отключение ГУ защитами

3

Генерирующие установки, оснащенные переключателем режимов работы (оперативным или автоматическим), осуществляющим выбор алгоритмов регулирования (введение запаздывания на переключение алгоритмов)

Следствие:

Коммутации, в результате которых разрывается связь электростанции с энергосистемой, могут происходить на удаленных участках электрической сети (значительное усложнение фиксации режима и переключения алгоритмов)

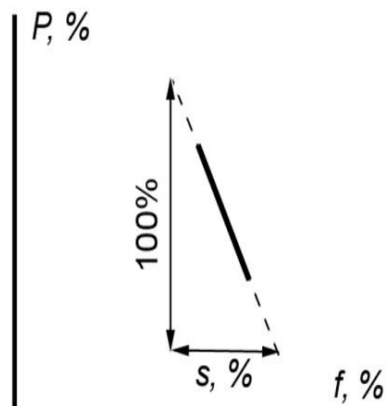


Необходимо предусматривать возможность работы генерирующих установок как в автономном режиме, так и параллельно с сетью без необходимости выполнения переключений (автоматического или ручного) в САУ (САР)



Характеристики регулирования f и P

3

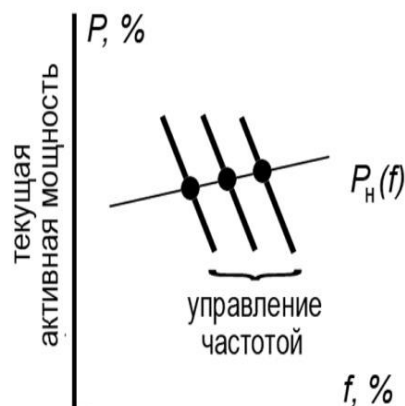


а)

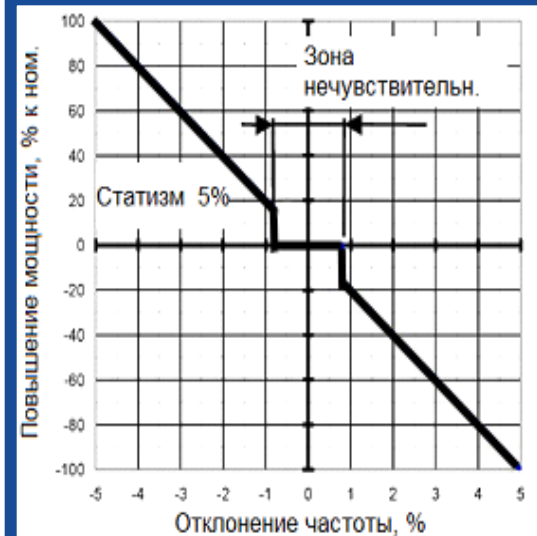


текущая
частота

б)



в)



а – характеристика регулирования,
б – сетевой режим, **в** – автономный режим

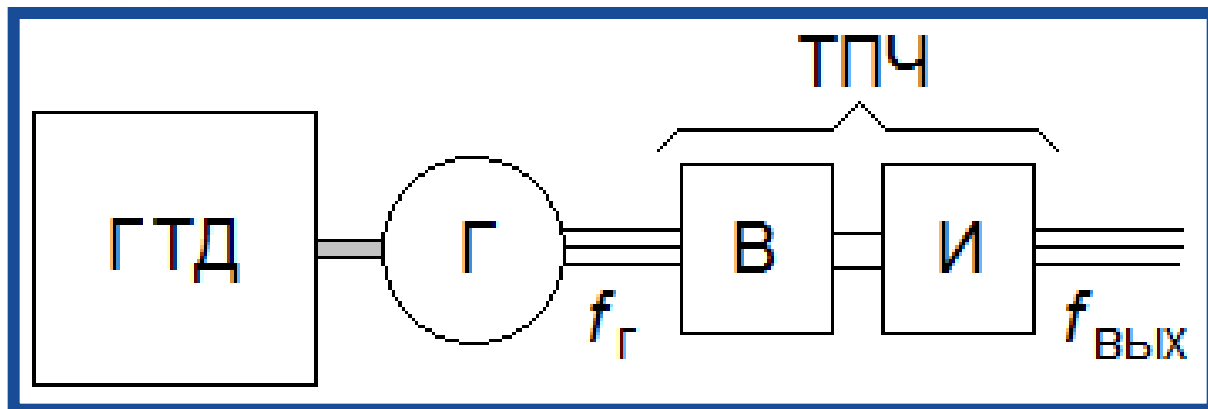
Зона нечувствительности

1. Регулирование частоты должно осуществляться со статизмом s (степенью неравномерности регулирования), настраиваемым в пределах 4,0–5,0 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами (ПТЭ п. 4.4.3 и 4.6.2)
2. В случае автономной работы возможно поддержание номинальной частоты небольшим числом ГУ, если $s \approx 0$, т. е. $f \approx \text{const}$.
3. Отдельные заводы-изготовители вводят зону нечувствительности в АРЧВ для исключения УВ на турбину при малых отклонениях f близи ее номинального значения (особенно важно при автономной работе)



ГУ с тиристорными (транзисторными) преобразователями частоты

4



Задачи регулирования напряжения и активной мощности ГУ, имеющих ТПЧ и работающих как в сети, так и автономно, решаются в инверторе

Наличие ТПЧ радикально изменяет «поведение» ГУ при аномальных и переходных режимах в сети по сравнению с обычными ГУ:

1. Регулирование в инверторе является более быстродействующим, чем регулирование в традиционных ГУ
2. Величина выходного тока ТПЧ жестко ограничивается (тепловая инерция мала – тепловой пробой) на уровне 1,1 – 1,2 I ном.

Для проведения расчетов режимов и поведения ГТУ с ТПЧ в аномальных режимах необходимо знание законов управления инвертором по частоте и активной мощности и законов управления инвертором по напряжению и току

Для обеспечения автономной работы ГТУ с ТПЧ необходимо применение более сложных устройств РЗА в сети, а также ЧРП для пусков ЭД



Последствия неселективного выбора уставок устройств РЗА ГУ

5

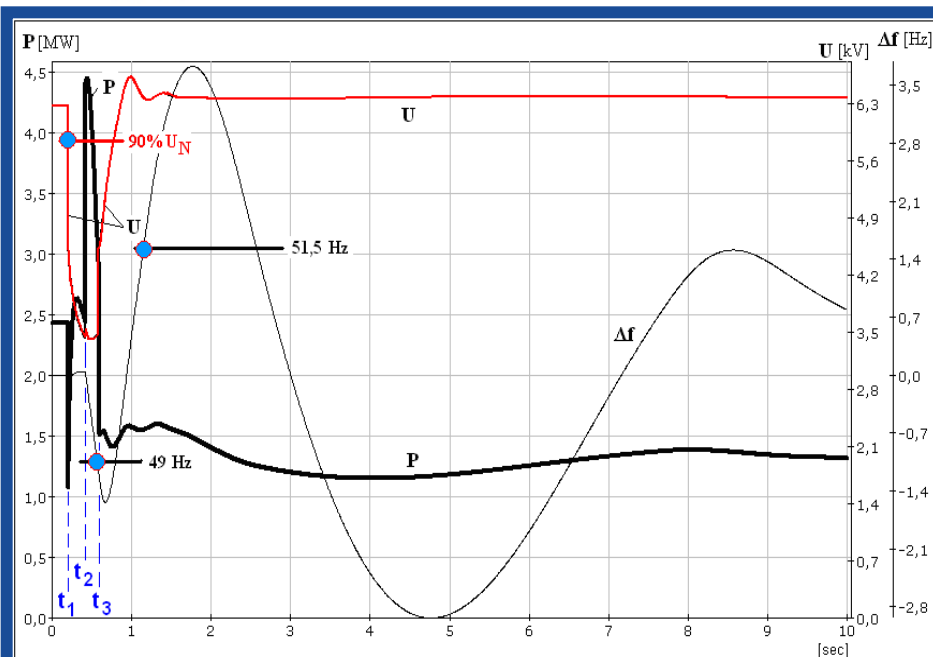


Рис.1. Осциллограмма переходного процесса при отделении ГУ с газопоршневыми двигателями от внешней сети

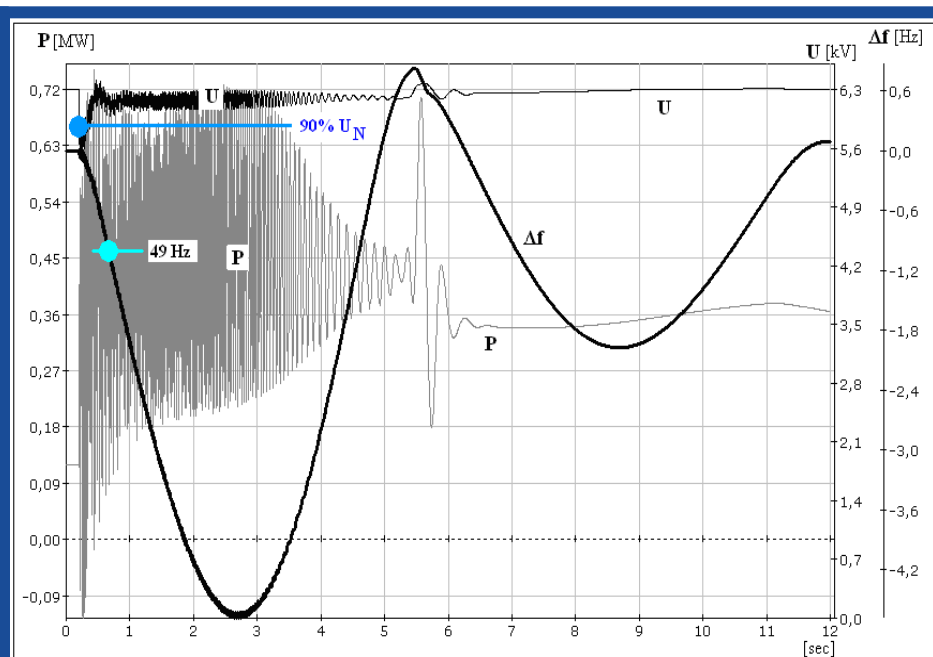


Рис.2. Осциллограмма переходного процесса при работе ГУ в изолированном режиме, при пуске синхронного двигателя мощностью 1250 кВт

Указаны срабатывания пусковых органов устройств РЗА ГУ, препятствующие нормальному функционированию в автономном режиме, однако в большинстве случаев они не подлежат изменению для сохранения гарантийных обязательств на ГУ заводом-изготовителем



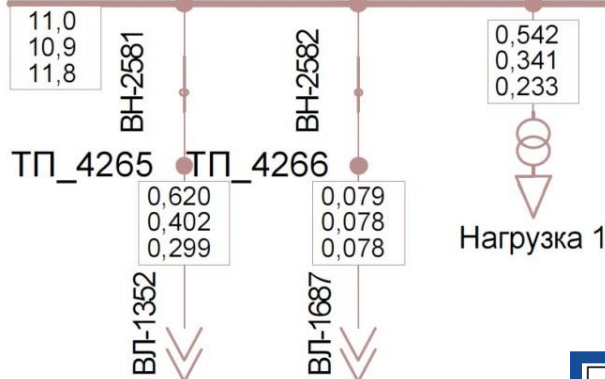
Влияние на режимы работы ГУ несимметричной нагрузки

6

РТП-821/ТП_4264

U, кВ

11,0
10,9
11,8



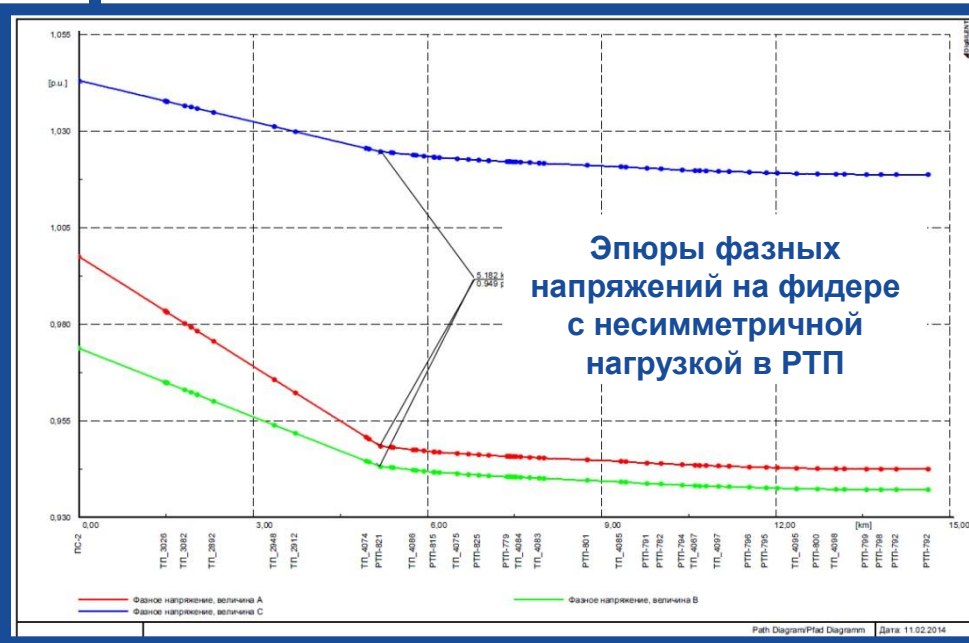
I, кА

0,542
0,341
0,233

Турбогенераторы должны допускать длительную работу при несимметричной нагрузке, если токи в фазах не превышают $I_{ном.}$, а токи обратной последовательности не превосходят 10 % от $I_{ном.}$ при косвенном охлаждении обмотки ротора и 8 % при непосредственном (п. 4.19 ГОСТ 533-2000)

Большое содержание в нагрузке ГУ однофазных потребителей может приводить к несимметрии токов в фазах

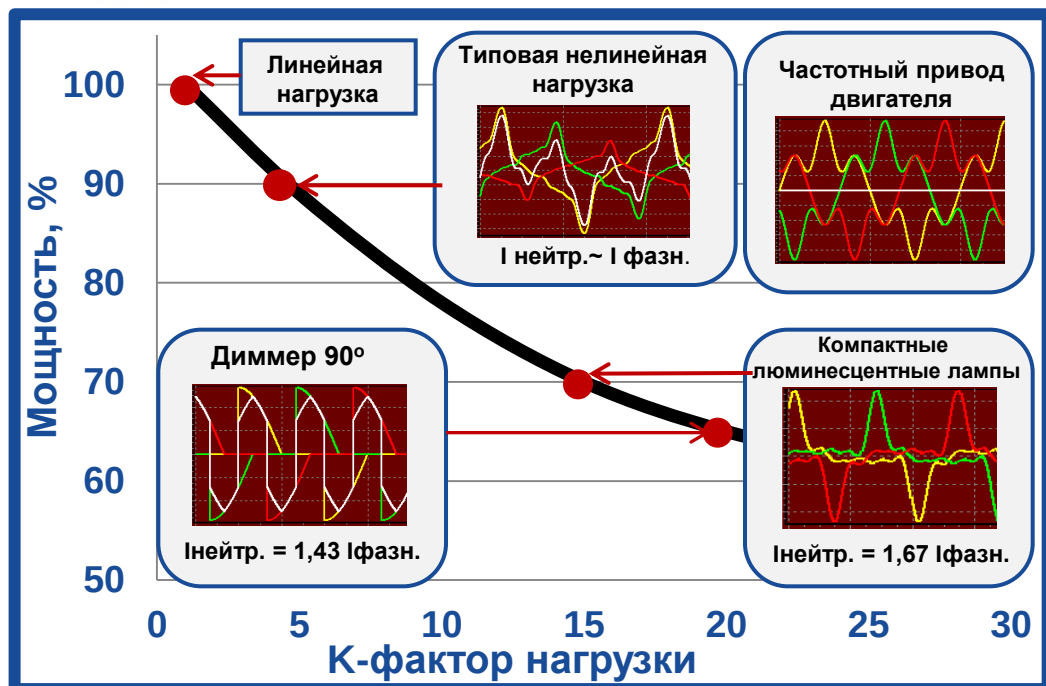
При несимметричной нагрузке турбогенераторов в статоре возникают токи обратной последовательности, магнитное поле которых вращается относительно ротора с двойной частотой и индуцирует в замкнутых контурах ротора вихревые токи двойной частоты, вызывающие дополнительный нагрев элементов ротора, вызывая размягчение материала пазовых клиньев ротора



Отключения ГУ устройствами РЗА в изолированном режиме вследствие недопустимого уровня несимметричности нагрузки по фазам



Влияние на режимы работы ГУ и Т(АТ) гармонических составляющих



Гармоники:

	Порядок гармоники	I_{a_h}/I_{a_1} %	I_{b_h}/I_{b_1} %	I_{c_h}/I_{c_1} %
1	5	20	20	20
2	7	14,28571	14,28571	14,28571
3	11	9,090909	9,090909	9,090909
4	13	7,692308	7,692308	7,692308
5	17	5,882353	5,882353	5,882353
6	19	5,263158	5,263158	5,263158
7	23	4,347826	4,347826	4,347826
8	25	4	4	4
9	29	3,448276	3,448276	3,448276
10	31	3,225806	3,225806	3,225806
11	35	2,857143	2,857143	2,857143
12	37	2,702703	2,702703	2,702703
13	41	2,439024	2,439024	2,439024

Рост доли нелинейных электроприемников (статических силовых преобразователей, устройств частотного регулирования электроприводов, импульсных источников питания, компактных люминесцентных ламп и т.п.) в жилых и общественных зданиях

Контроль качества электроэнергии в сетях 0,4 кВ показывает, что практически на каждой третьей ТП 6-10 кВ уровень искажения синусоидальности кривой напряжения (особенно по 3, 9 и 15 гармоникам) существенно превышает допустимые ГОСТ Р 54149-2010



Снижение уровня допустимой мощности для источников бесперебойного питания и дизель-генераторных установок



Подходы к решению проблемных вопросов внедрения ОРГ

- Точное определение цели внедрения ОРГ и режимов его работы с учетом технологии основного производства
- Правильное составление ТТ к генерирующему оборудованию и ТЗ на закупку данного оборудования (необходим значительный объем информации о параметрах и характеристиках ГУ от заводов-изготовителей для выполнения расчетов)
- Правильное (качественное) составление ТЗ на проектирование схемы выдачи мощности ГУ в распределительную сеть и/или сеть внутреннего электроснабжения
- Решение при проектировании всех технических вопросов по проблемным аспектам интеграции ОРГ в электрические сети для обеспечения надежного электроснабжения потребителей
- Приемка проекта собственными высококвалифицированными специалистами или проведение независимой экспертизы
- Обучение персонала особенностям эксплуатации современных ГТУ, ГПУ (ДВС) отечественного и иностранного производства

Благодарю за внимание!

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

