



Семинар «iPolytech seminar»  
по направлению «Энергетика»



**ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКОВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОТ  
СОБСТВЕННОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ:  
ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ И СПОСОБЫ ИХ РЕШЕНИЯ**

**Илюшин Павел Владимирович**

**д.т.н., руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики ИНЭИ РАН, руководитель Национального исследовательского комитета С6 РНК СИГРЭ**

**Иркутск, 31 мая 2022 г.**

# Текущее положение с обеспечением надежности электроснабжения потребителей

2

■ Высокий износ генерирующего и электросетевого оборудования в ЕЭС России, особенно в распределительных сетях

■ Выделение частей энергосистем в зоне централизованного электроснабжения в основной режим работы (*более 50 раз в год*)

■ Рост количества аварий с тяжелыми последствиями для потребителей (*массовые отключения промпредприятий*)

■ Возникновение незатухающих колебаний параметров режима при наличии множества интеллектуальных устройств с локальными алгоритмами управления/регулирования

■ Невозможность ручного управления режимами в распределительных сетях при массовой интеграции объектов РГ

■ Массовое внедрение технологических линий зарубежных заводов-изготовителей на промышленных предприятиях

■ Промышленные потребители увеличивают долю выработки объектами собственной генерации для снижения себестоимости продукции и повышения надежности электроснабжения

# Пример системной аварии 22 августа 2016 г. \*

На Рефтинской ГРЭС (филиал ПАО «Энел Россия») при КЗ на ВЛ 220 кВ и шинах 220 кВ произошел отказ основных и резервных защит

Доля генерирующего оборудования, неудовлетворительно отработавшего в ОПРЧ:

ОЭС Урала	40%
ОЭС Сибири	26%
ОЭС Центра	17%
ОЭС Юга	17%
ОЭС Северо-Запада	13%
ОЭС Средней Волги	2%

Максимальное снижение частоты в ЕЭС России до **49,63** Гц

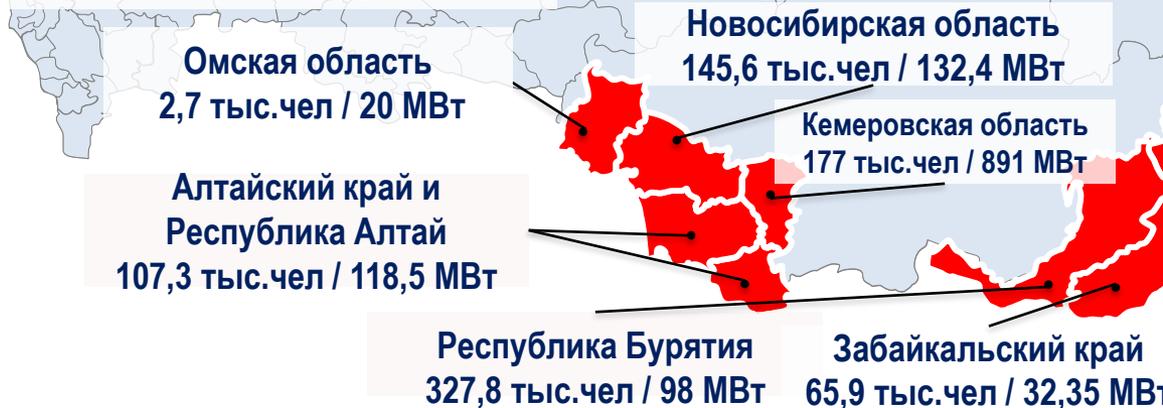
Работа АЧР в объеме **643** МВт

Работа САОН в объеме **734** МВт

Потеря активной мощности в ЕЭС России – более **7** ГВт

Суммарная численность отключенных потребителей составила около **829 000** человек.  
Мощность отключенных потребителей – **1 377** МВт

## Объемы ограничений по регионам



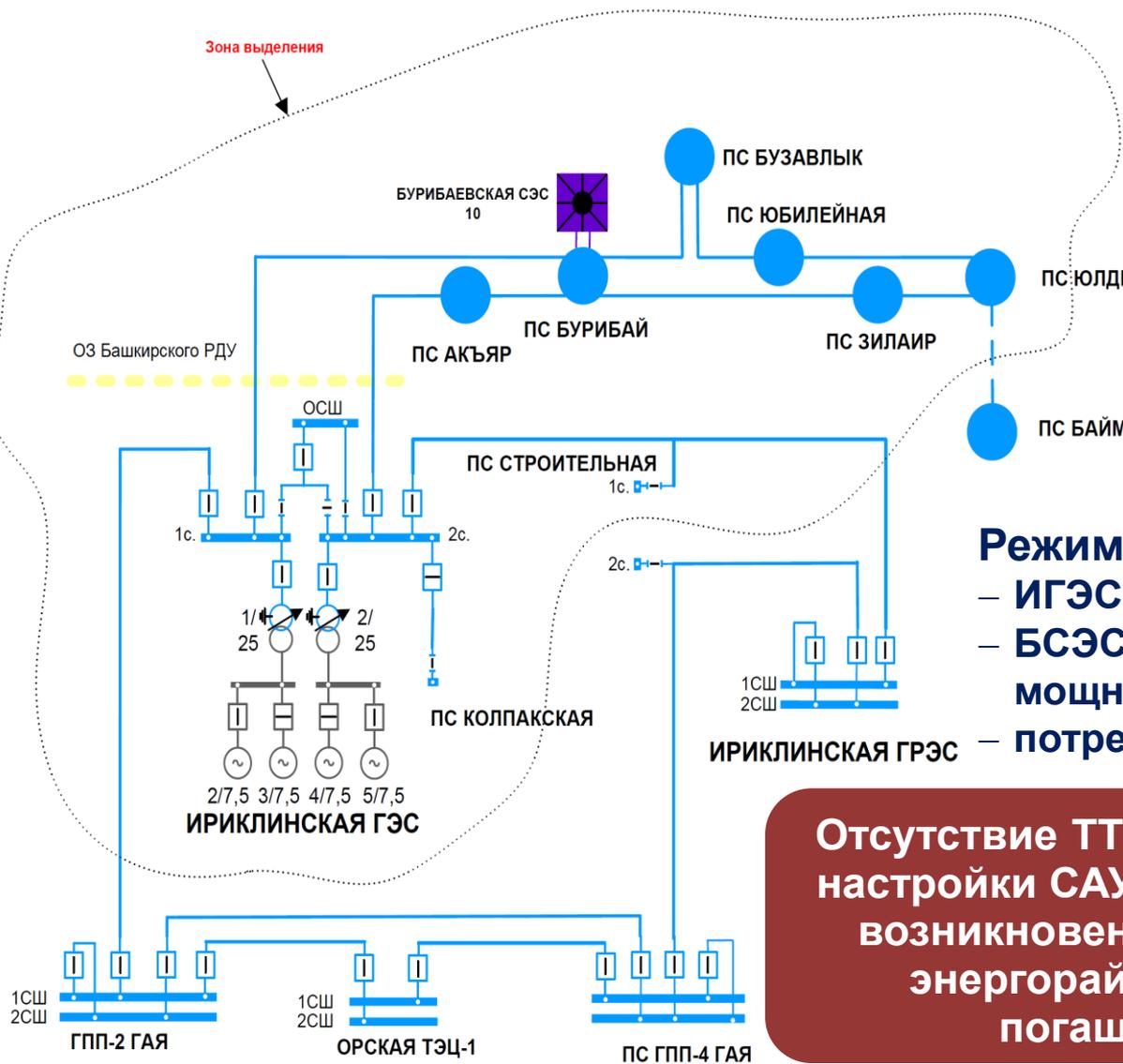
## Основные последствия аварии

- Отделение на изолированную работу Тюменской энергосистемы
- Отделение на изолированную работу части ОЭС Сибири

\* из материалов ВСЕРОССИЙСКОГО СОВЕЩАНИЯ «Об итогах подготовки субъектов электроэнергетики к прохождению осенне-зимнего периода 2016-2017 годов» (24.11.2016)

# Пример локальной аварии 14 июля 2016 г.

4



В результате однофазного КЗ на фазе «А» ВЛ 110 кВ, произошло выделение энергорайона с Ириклинской ГЭС и Бурибаевской СЭС в островной режим работы с промышленной нагрузкой

- Режим, предшествующий аварии:
- ИГЭС – в работе 1Г, 5Г (15,2 МВт);
  - БСЭС – в работе 10 инверторов, мощностью 875 кВт (6,8 МВт);
  - потребление энергорайона (25 МВт)

Отсутствие ТТ к алгоритмам и параметрам настройки САУ инверторов СЭС привели к возникновению флуктуаций частоты в энергорайоне, отключению СЭС и погашению потребителей

# Бизнес ищет путь с энергорынка

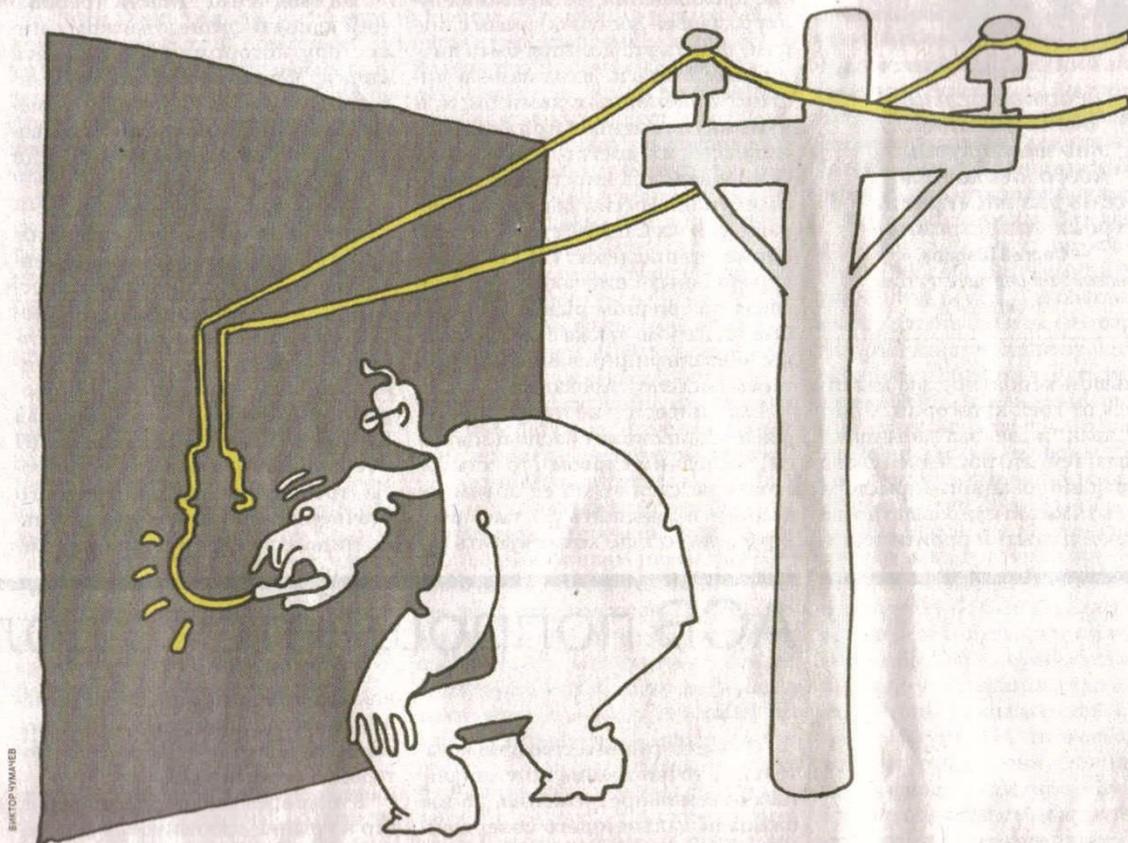
Коммерсант,  
14.10.2019

## Компании угрожают переходом на собственную генерацию

Крупные потребители, опасаясь роста цен на электроэнергию, придумывают новые способы снижения издержек. «Русал» просит заморозить стоимость электроэнергии для экспортеров, а основной поставщик ОАО РЖД «Русэнергосбыт» предложил отказаться от раздельного определения цен на электроэнергию и мощность. Идеи потребителей невыполнимы в сложившейся энергосистеме, считают аналитики, поэтому крупная промышленность продолжит уходить с рынка на собственную генерацию.

«Русал» (входит в En+), поставляющий на экспорт большую часть произведенного алюминия, предлагает за счет исключения перекрестного субсидирования зафиксировать цены на электроэнергию для экспортеров, рассказал директор по работе с естественными монополиями компании Максим Балашов на ежегодной конференции «Совета рынка» 11 октября. Компания предложила внести такие условия в законопроект о защите и поощрении капиталовложений. Как уточнил господин Балашов, зафиксировать тариф можно минимум на пять лет. Советник заместителя главы «Почты России» Виктор Лебедев считает, что снижать цены нужно для новых энергоемких потребителей.

Крупная промышленность традиционно жалуется на рост цен на электроэнергию, который в последние годы все больше формируется нерыночными факторами. Так, по оценкам «Совета рынка» (регулятор энергорынка), в 2021 году потребители заплатят за мощность 823 млрд руб., при этом 81% придется на не-



Виктор Чумаков

рыночные надбавки, в основном это оплата строительства ТЭС по договорам на поставку мощности (ДПМ) в 2011–2017 годах. Промышленность компенсирует и часть тарифа для населения, так называемое перекрестное субсидирование, только в электросетевом комплексе составляет, по оценке ФАС, 200 млрд руб.

Самую смелую реформу предложил «Русэнергосбыт» (основной поставщик электроэнергии для РЖД) — объединить оплату электроэнергии (реально выработанные кило-

ватт-часы) и мощности (плата за готовность генкомпаний предоставить энергию в будущем). По замыслу главы компании Михаила Андропова стоит в качестве эксперимента снизить объем гарантированно оплачиваемой мощности на 10% в год. Но регуляторы предсказуемо против — уход от двухставочной схемы потребует оценки экономических последствий, предупредил начальник регулирования электроэнергетики ФАС Дмитрий Васильев. В стоимость мощности

уже включено множество надбавок и долгосрочных обязательств, и неизвестно, как от них избавляться, подчеркивает глава «Совета рынка» Максим Быстров. «Переход оптового рынка на одноставочный тариф лишит генераторов источника дохода на поддержание необходимого уровня мощностей и все равно сохранит компоненты платы за мощность по всем видам ДПМ», — считает Алексей Хохлов из Центра энергетике МШУ «Сколково». Компании критикуют

нерыночное образование цены на энергию, но сами часто предлагают нерыночные решения проблемы, замечают опрошенные «Ъ» эксперты. Так, желание «Русала» давать скидки экспортерам может обернуться неожиданными последствиями, рассуждает Владимир Скляр из «ВТБ Капитала», ведь даже некоторые генерирующие компании занимаются экспортом электроэнергии (например, «Интер РАО»).

В такой ситуации потребители все больше уходят с энергорынка в собственную генерацию, продолжает господин Хохлов. Так, «Роснефть» 11 октября объявила о наращивании собственной распределенной генерации, начав строительство электростанции на 50 МВт на Ванкорском месторождении. Общая доля распределенной генерации на рынке составляет 10–15 ГВт (до 6% мощности всей энергосистемы), и, по оценке господина Хохлова, на разных стадиях реализации находятся проекты строительства еще около 1 ГВт.

Распределенная генерация становится все более привлекательной и для сбытов. Как показал недавний опрос Ассоциации гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний, 26% из них планируют заняться строительством станций малой мощности, до 25 МВт, для бизнеса, 11% уже имеют такие проекты, а 5% проектируют и поставляют оборудование для небольших промышленных ТЭС. При этом массовый уход потребителей с оптового энергорынка, опасается глава совета «Совета производителей энергии» Александра Панина, приведет к росту нагрузки для тех, кто на нем останется.

Полина Смертина

# Основные причины противодействия электросетевых компаний вводу объектов РГ

6



## Экономические

Снижение полезного отпуска и необходимость повышения тарифа для сохранения НВВ

Необходимость поддержания сетей в работоспособном состоянии при отсутствии оплаты за резервирование

Ухудшение, в отдельных случаях, ПКЭЭ у смежных потребителей при вводе объектов РГ



## Технические

Рост уровней токов КЗ в распределительной сети и необходимость замены коммутационных аппаратов

Необходимость замены, изменения алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗА

Необходимость создания системы мониторинга (управления) объектами РГ в ЦУС

Усложнение организационных и технических мероприятий при проведении плановых ремонтных и аварийно-восстановительных работ

# Независимые источники электроснабжения

**НЕЗАВИСИМЫМ** может считаться такой источник электроснабжения на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при его исчезновении на другом или других источниках

*Виды независимых источников внешнего электроснабжения:*

- электросетевые объекты (подстанции различных классов напряжения)
- объекты распределенной генерации (собственные мини-ТЭЦ, когенерационные установки на котельных, дизельные электростанции и т.п.)
- гибридные сетевые накопители электрической энергии (не имеют широкого распространения в России)

**К числу независимых источников относятся источники с двумя секциями или системами шин одной или двух электростанций или подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:**

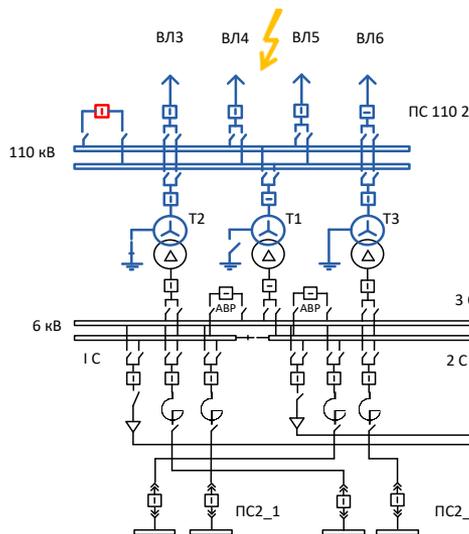
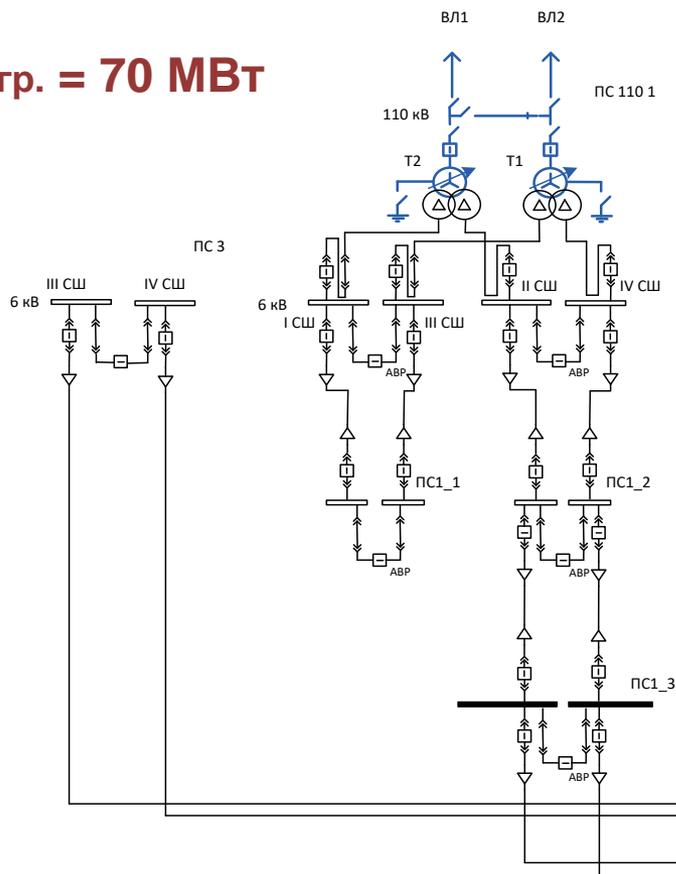
**1** Каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания (применение подстанционного или линейного автоматического ввода резерва)

**2** Секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин

# Пример аварийных остановов технологических процессов при вводе объекта РГ

8

$P_{\Sigma \text{нагр.}} = 70 \text{ МВт}$



$P_{\Sigma \text{ген.}} = 20 \text{ МВт}$

После ввода объекта РГ количество аварийных остановов технологического процесса при КНЭ возросло  $\approx$  в 3 раза

Отклонений параметров режима, которых было недостаточно до ввода объекта РГ для останова технологического процесса, оказалось достаточным для отключения ГУ, снижения напряжения и отключения электроприемников потребителя



# Повреждения приводных двигателей ГУ при несинхронном АПВ в прилегающей сети

Рис. 1  
Внешнее КЗ

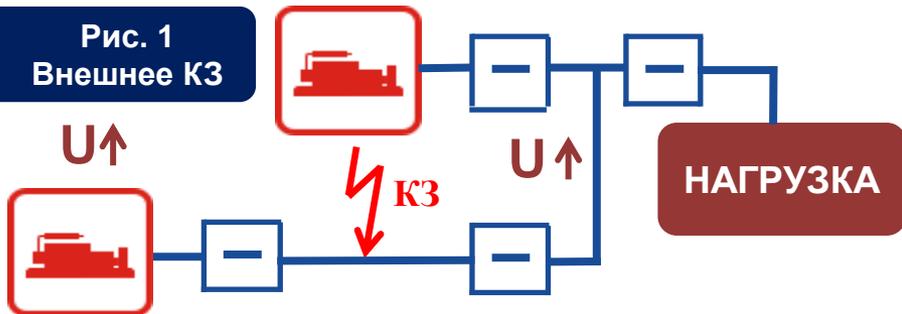
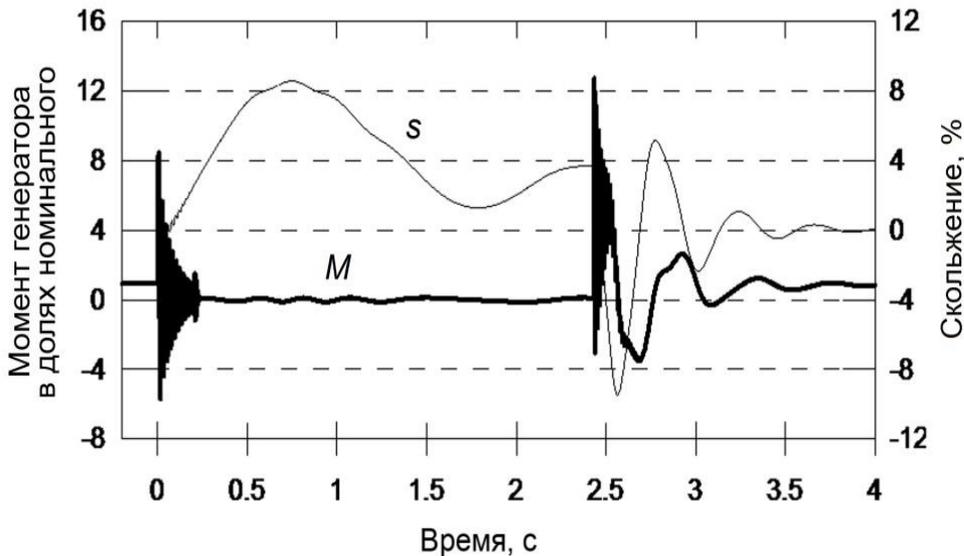
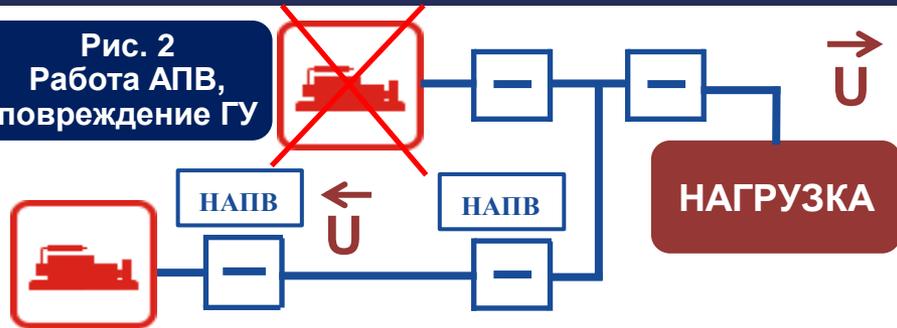


Рис. 2  
Работа АПВ,  
повреждение ГУ



При трехфазном КЗ ток пропорционален ЭДС генератора и обратно пропорционален суммарному сопротивлению цепи КЗ

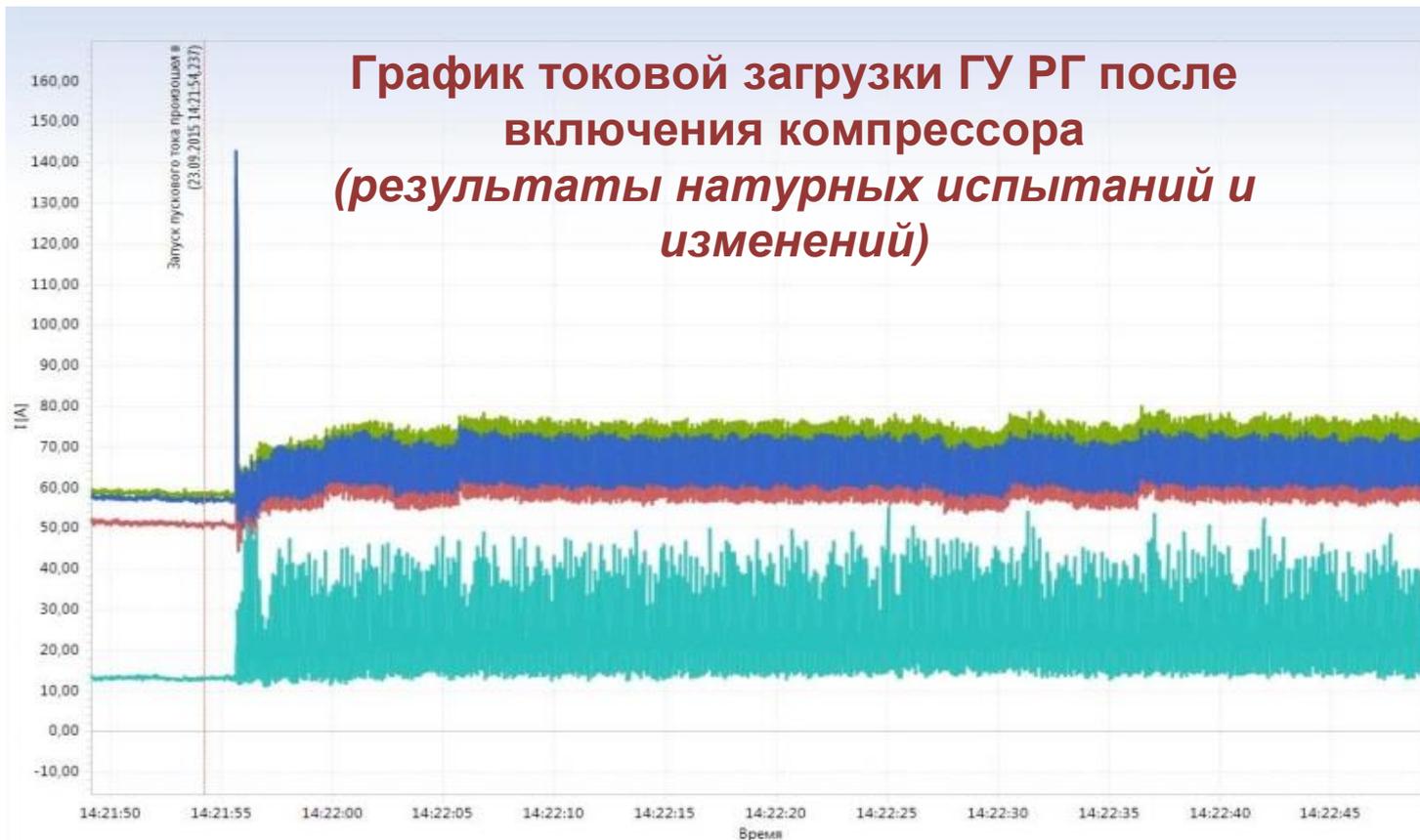
При НАПВ ток пропорционален разности мгновенных значений ЭДС генераторов и обратно пропорционален  $X_{\Sigma}$ , а степень опасности НАПВ увеличивается со снижением мощности электростанции



Приводные двигатели ГУ выдерживают без повреждений трехфазное КЗ на выводах ( $M_{к(3).\text{макс}} = 8-9 M_{\text{ном.}}$ ), но при НАПВ ( $M_{\text{напв}} = 12-13 M_{\text{ном.}}$ ) возможно повреждение ГУ, предотвратить действием устройств РЗ невозможно (5 мс), необходимо замена НАПВ на АПВ с контролем синхронизма (УС или ОС)

# Пример незатухающих колебаний параметров режима при питании особо ответственной нагрузки от РИСЭ

10



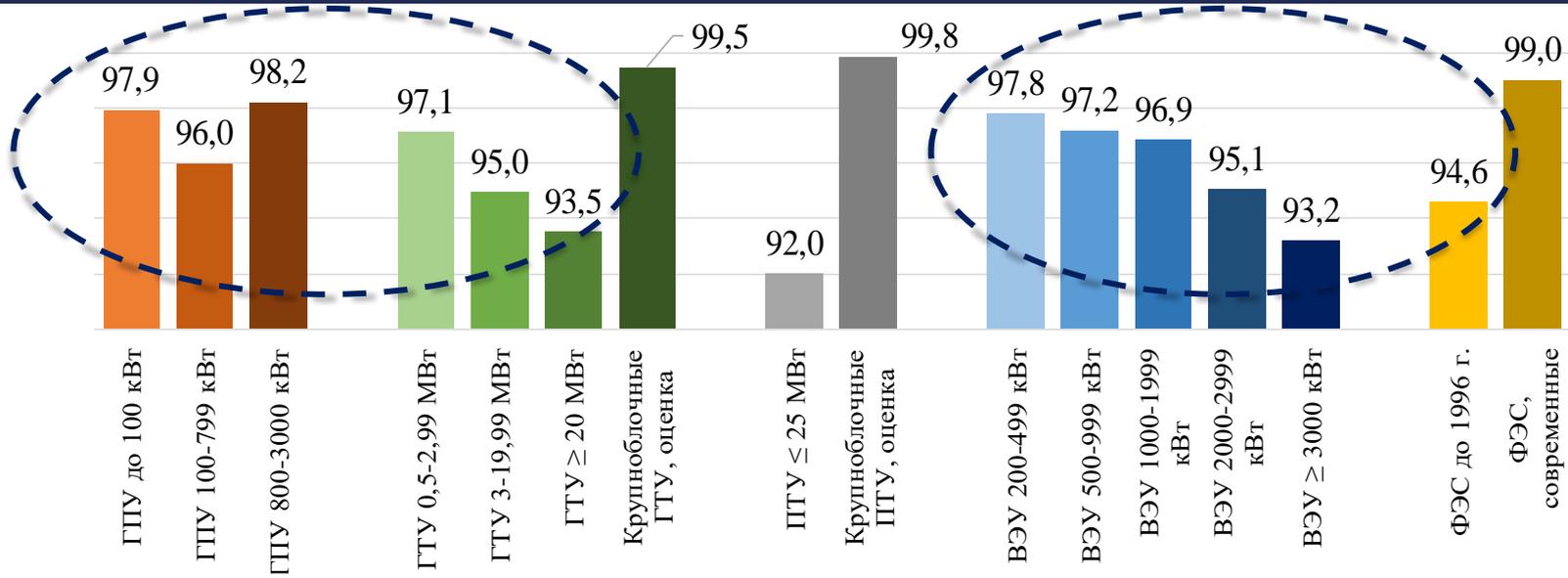
Возможны нарушения электроснабжения из-за возникновения незатухающих колебаний параметров режима (островной режим) при наличии в сети источников бесперебойного питания (ИБП), фиксируемых при включении компрессора системы кондиционирования (устранены изменением алгоритмов управления в САУ ИБП)



# Сравнительные данные по надежности ГУ

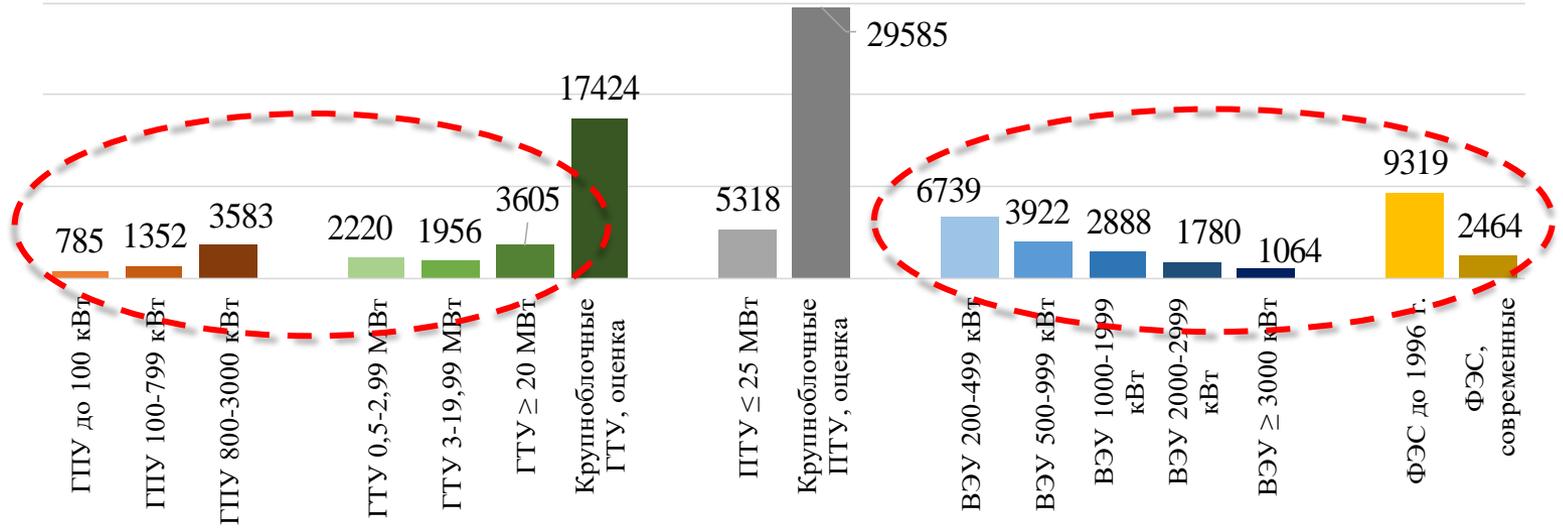
Коэффициент  
ГОТОВНОСТИ, %

АФ



Среднее время между  
вынужденными  
отключениями, ч

МТВФО



# Значительные отклонения параметров режима при отключении части ГУ без КЗ в сети

12

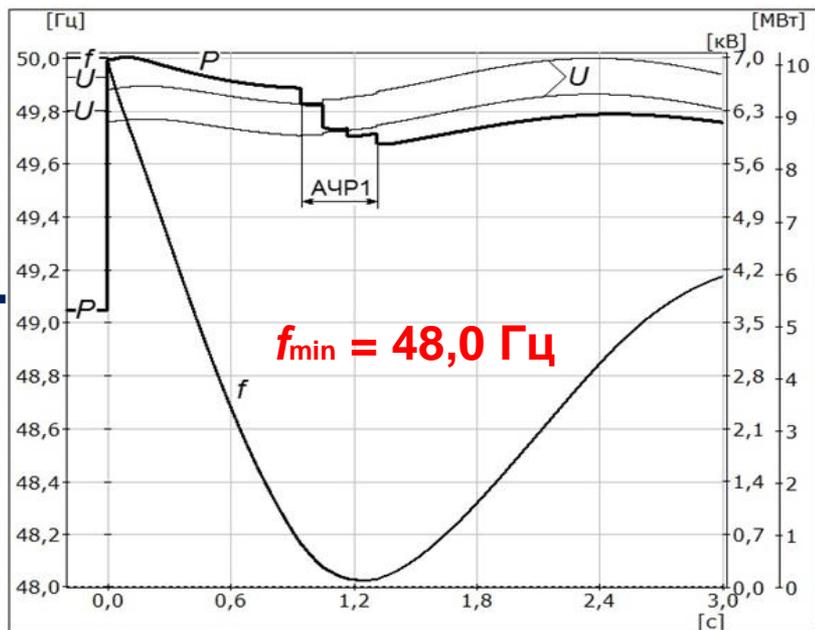


Рис. 1. Отключение одного ТГ из двух,  $f_{\min} = 48,0$  Гц, срабатывает АЧР1 в объеме 1,5 МВт (14 %)

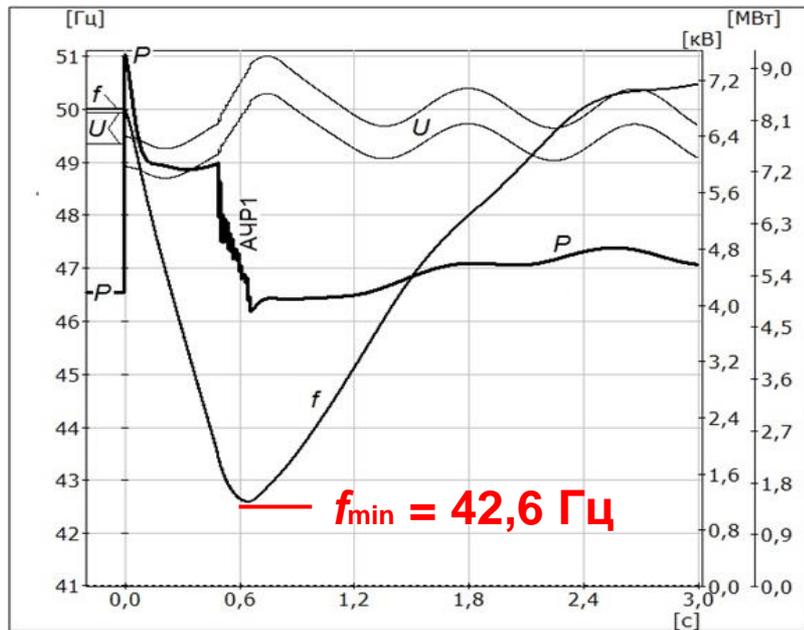


Рис. 2. Отключение трех ГПУ из шести,  $f_{\min} = 42,6$  Гц, срабатывает АЧР1 в объеме 5,5 МВт (52 %)

**Значительные отличия процессов обусловлены двумя факторами:**

1. ГПУ характеризуются малыми значениями механической постоянной инерции генераторов:  $T_J \approx 1 - 2$  с при том, что у паротурбинных генераторов тепловых электростанций  $T_J \approx 6 - 9$  с (скорость снижения  $f$  выросла в 6 раз)
2. У ГПУ скорость набора нагрузки существенно меньше, что обусловлено инерционностью турбонаддува – системы, управляющей подачей воздуха

# Отключения ГУ с приводом от ДВС (ГПУ, ДГУ) при больших набросах нагрузки

13

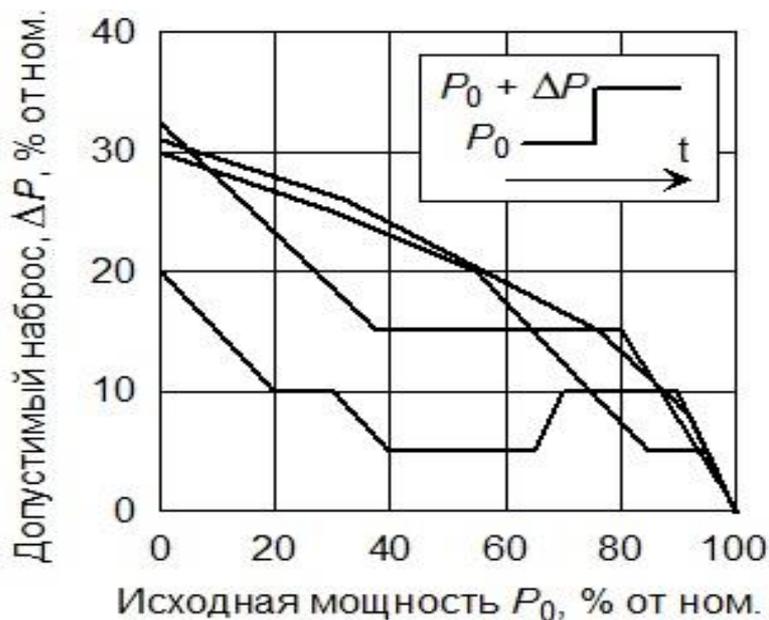


Рис. 1. Ограничения набросов нагрузки на ГПУ, заданные 4 заводами-изготовителями

Особенностью ДВС как приводов ГУ является большее **ЗАПАЗДЫВАНИЕ РОСТА МЕХАНИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ** при скачкообразном росте электрической нагрузки, связанная с использованием системы турбонаддува

Система турбонаддува необходима, так как для правильной работы ДВС требуется подача воздуха тем бóльшая, чем бóльшую мощность он развивает. Воздух подается компрессором, который вращает турбина, а ее рабочим телом являются выхлопные газы ДВС

**!** Работа ДВС при недостатке воздуха вызывает **ПЕРЕГРЕВЫ**, а при больших провалах скорости **НЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ДАВЛЕНИЕ**, необходимое в фазе сжатия для воспламенения рабочей смеси

Заводы-изготовители ГУ с приводом от ДВС ищут пути эффективного решения двойной задачи: обеспечивать достаточную приемистость ГУ и предохранять ДВС от опасных динамических режимов при набросах нагрузки

# Отключения многовальных ГТУ при больших набросах нагрузки

14

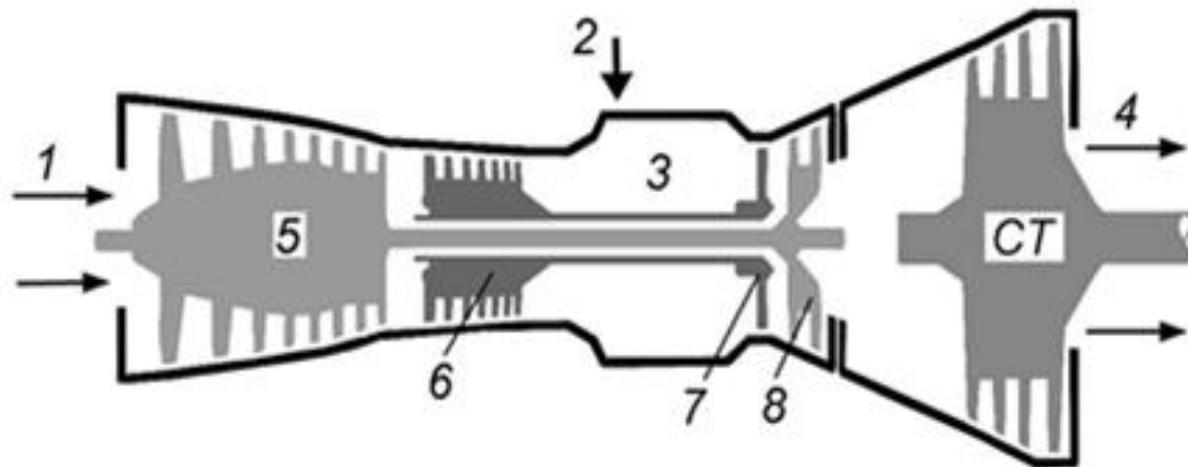


Рис. 1. Трехвальная ГТУ:

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

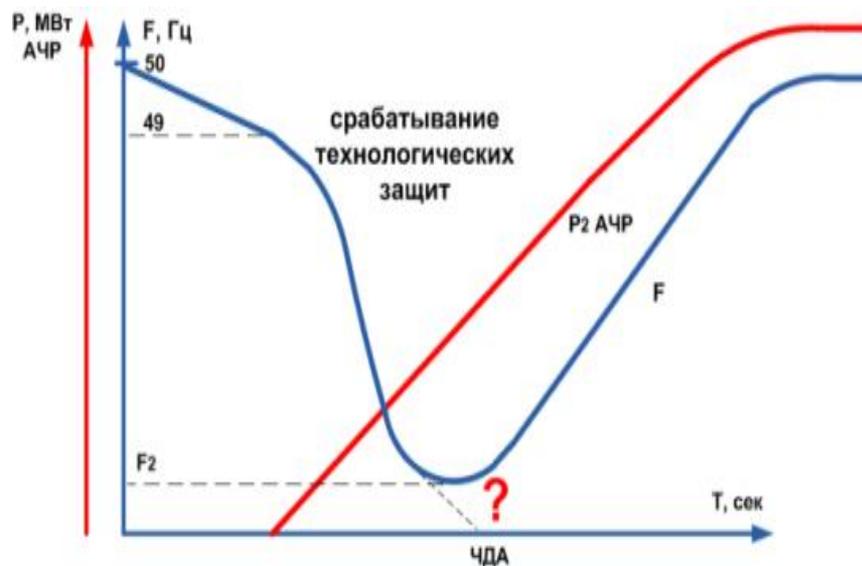
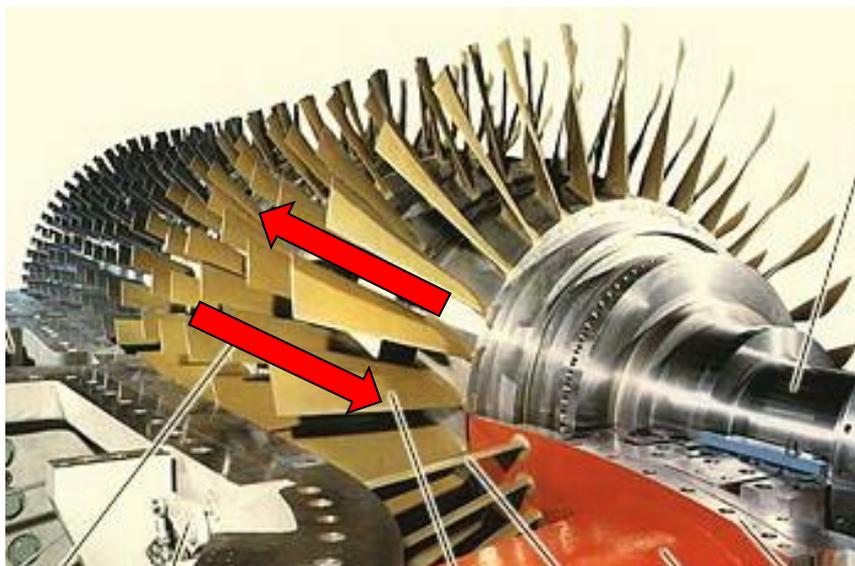
**!** Значительные набросы нагрузки вызывают резкое снижение скорости вращения генератора и силовой турбины, имеющих жесткую связь и малые  $T_j$  (в островном режиме)

## **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 (требуется обеспечить плавный набор нагрузки при развороте; применение НАПВ недопустимо)

# Отключения однофазных ГТУ при снижении частоты

15



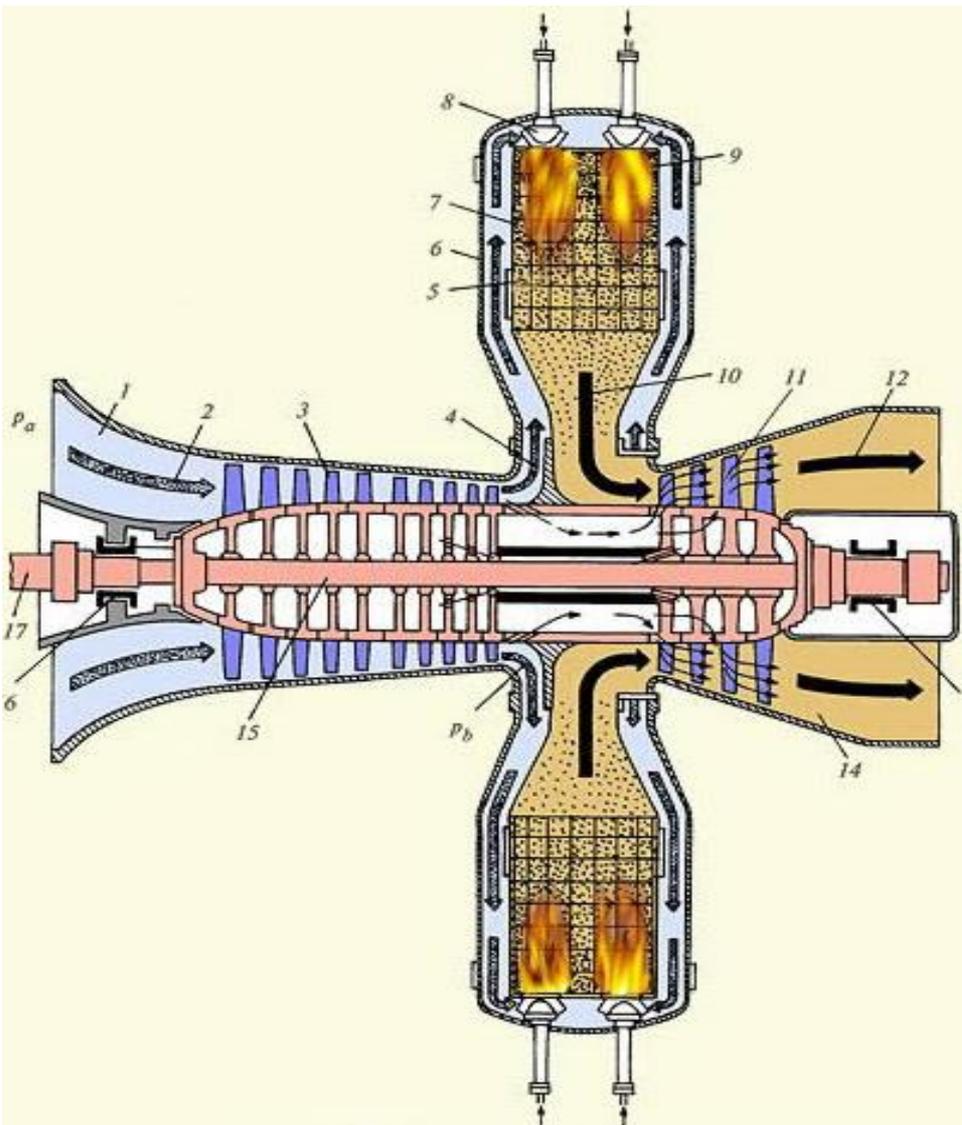
Сигнализация  $f = 49 - 49,5$  Гц (0 с); Аварийное отключение ГТУ  $f = 47,5 - 48,5$  Гц (20 с)  
Уставки АЧР1  $46,5 - 48,8$  Гц (0,3 с); Уставки ЧДА  $46 - 47,0$  Гц (0,3 - 0,5 с)

**!** 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)

# Отключения одновальный ГТУ при сбросах нагрузки

16



При резком сбросе нагрузки с одновальных ГТУ (переход в режим холостого хода; синхронные качания в автономной системе электроснабжения с несколькими электростанциями) в различных режимах работы (диффузионный или предварительного смешения)

может происходить

**отрыв (погасание) пламени в камере сгорания и останов ГТУ технологическими защитами**

**Требуется модернизация входного направляющего аппарата и перенастройка горелочного режима ГТУ**

**Рис. 1. Принципиальная схема одновальной ГТУ**

# Набросы нагрузки на генерирующие установки при отключении объектов ВИЭ в энергосистеме

17

Основное применение ГУ с инверторами (ГТУ, ВЭУ, ФЭМ) – работа в энергосистеме, когда частота в ней практически не зависит от работы данной ГУ: применяется система частотоведомого управления инвертором, обеспечивающая заданную генерацию активной мощности при текущем значении частоты сети

ГПУ  
+  
ВЭУ

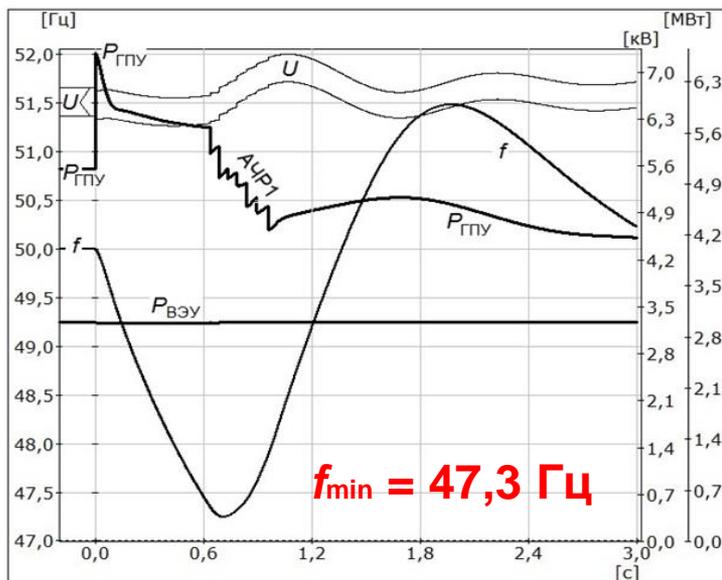


Рис. 1. Отключение 3-х ГПУ, в работе одна ГПУ и две ВЭУ,  $f_{\min} = 47,3$  Гц, срабатывает АЧР1, в объеме 3,1 МВт (29%)

ДАР  
ГПУ  
+  
ВЭУ

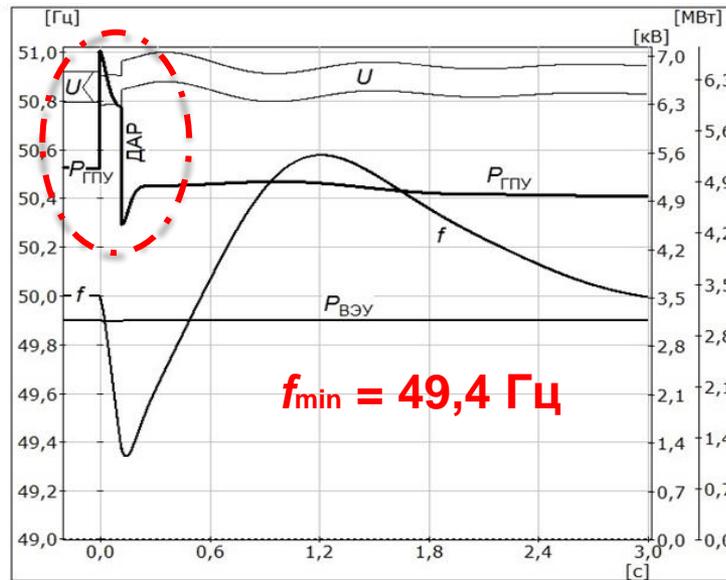
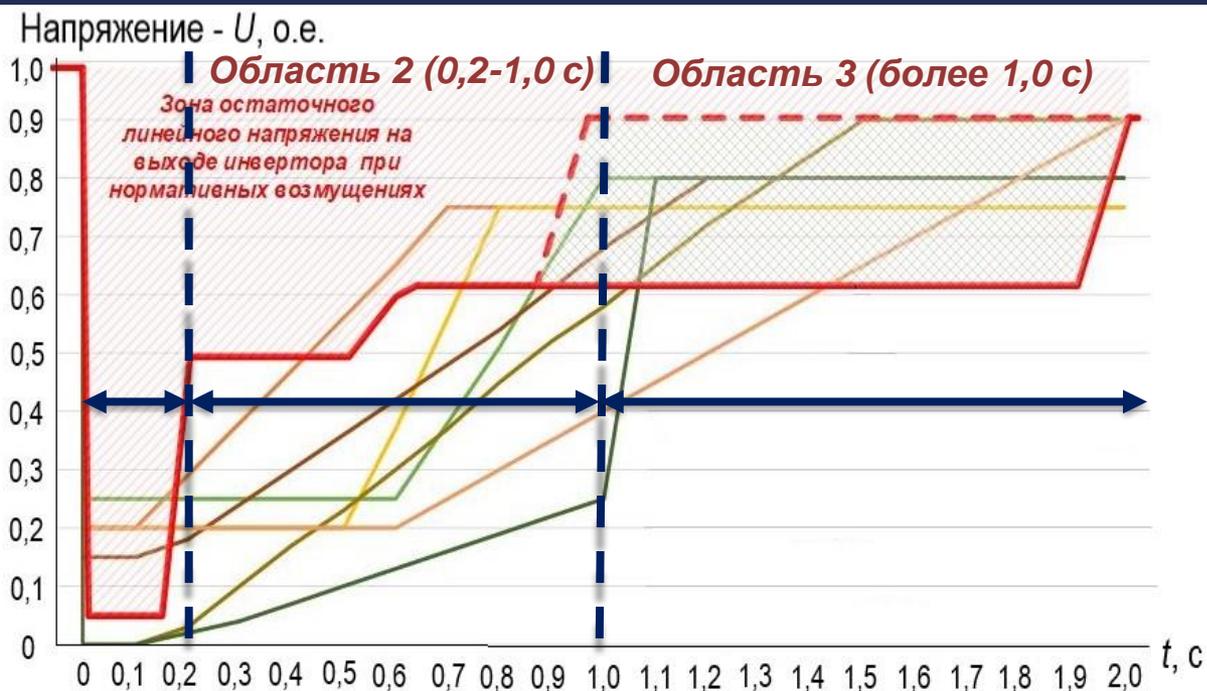


Рис. 2. Отключение 3-х ГПУ, в работе одна ГПУ и две ВЭУ,  $f_{\min} = 49,4$  Гц, срабатывает ДАР в объеме 2,5 МВт (24%)

При отключении в процессе аварии последней из частотоведущих ГПУ (значительный наброс нагрузки) системой автоматического управления будут отключены все частотоведомые инвертора ВЭУ (ГТУ, ФЭМ)

# Массовые отключения ВЭУ (настройки функции LVRT не соответствуют требованиям российских НТД)

18



**Область 1 (0 – 0,2 с) – уровни  $U_{ост}$  на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях ниже параметров настройки функции LVRT, что будет приводить к отключениям ВЭУ. При отключении крупных ВЭС возникают значительные дефициты мощности, что может спровоцировать возникновение и развитие крупных системных аварий с массовым погашением потребителей**

**Область 2 (0,2 – 1,0 с) характеризуется тем, что в ней в целом обеспечивается поддержание требуемых уровней  $U_{ост}$  на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях**

**Область 3 (1 – 2,5 с) характеризуется тем, что при нормативном возмущении (ликвидации однофазного КЗ с длительностью более 1-1,5 с резервными защитами) ВЭУ могут быть отключены. При этом в отечественных распределительных сетях 110-220 кВ генерирующее оборудование должно продолжать устойчиво работать до 2,5 с (время срабатывания второй ступени резервных защит)**

# Причины излишних отключений ГУ объектов РГ при возмущениях в прилегающей сети

19

Зарубежные ГУ оснащаются СВ, АРЧВ, АРВ, устройствами РЗ и ТА соответствующие требованиям национальных стандартов стран производителей

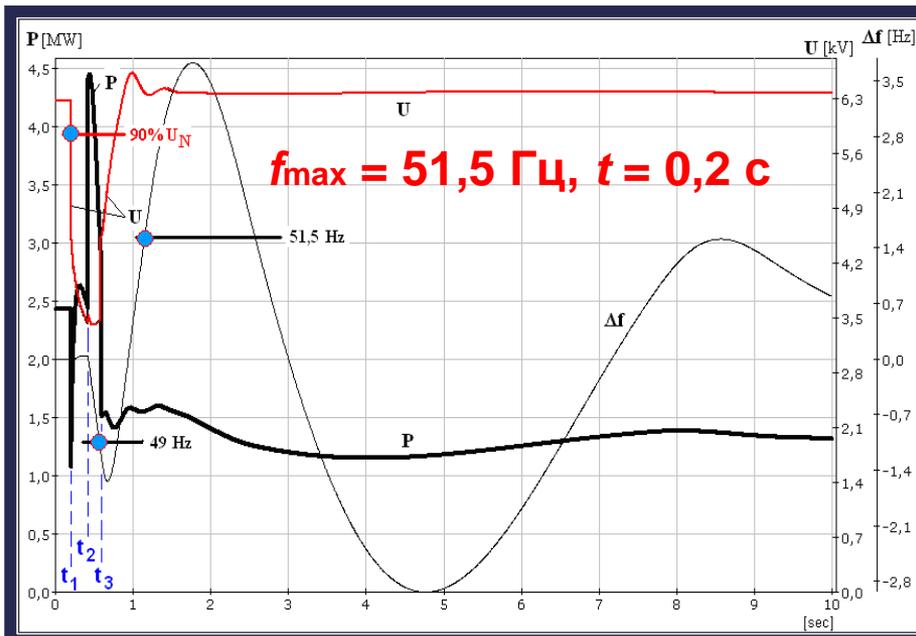


Рис. 1. Переходный процесс при отделении энергорайона с ГПУ от внешней сети с дефицитом мощности

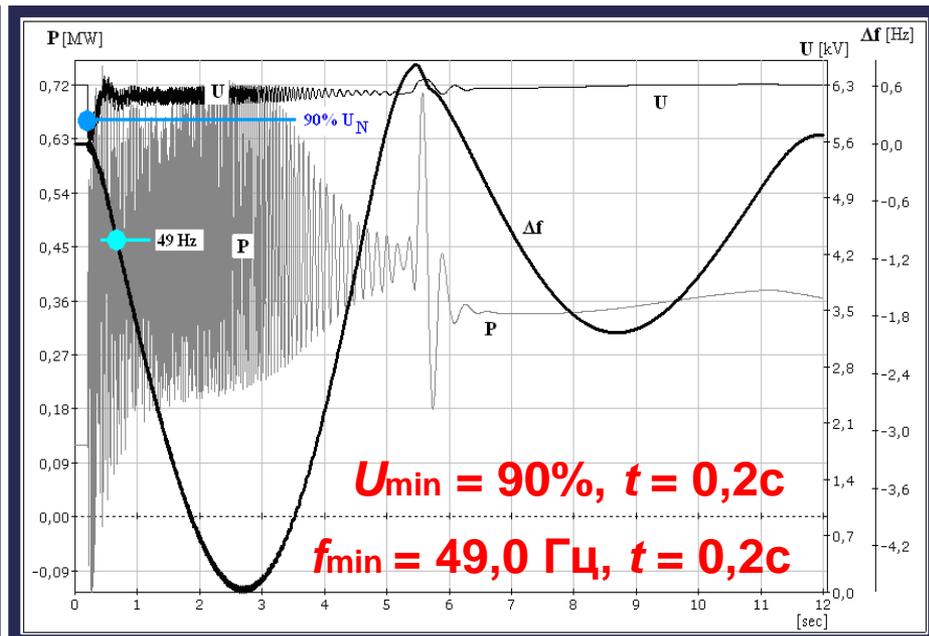
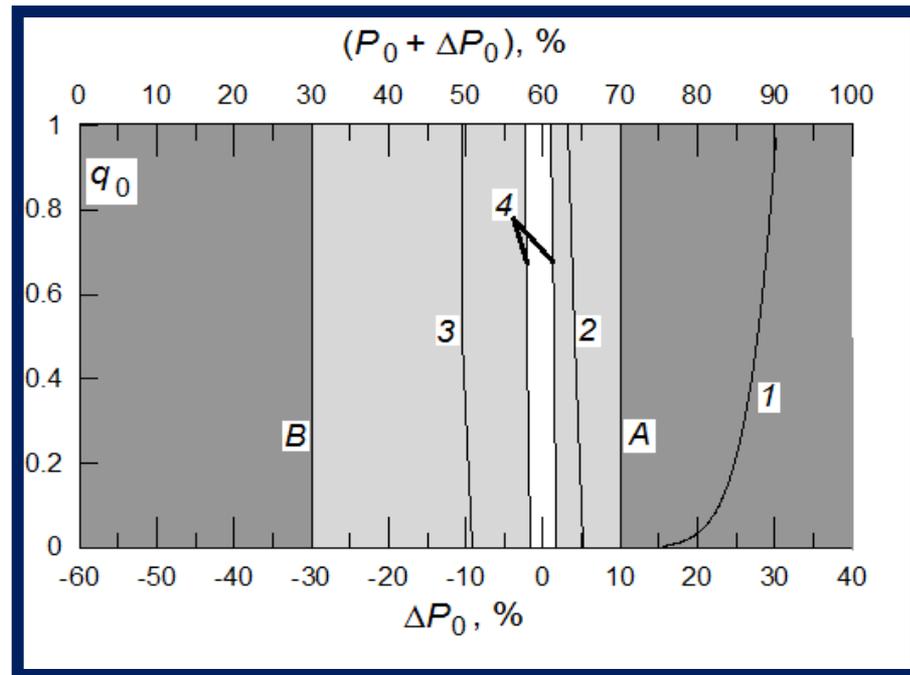
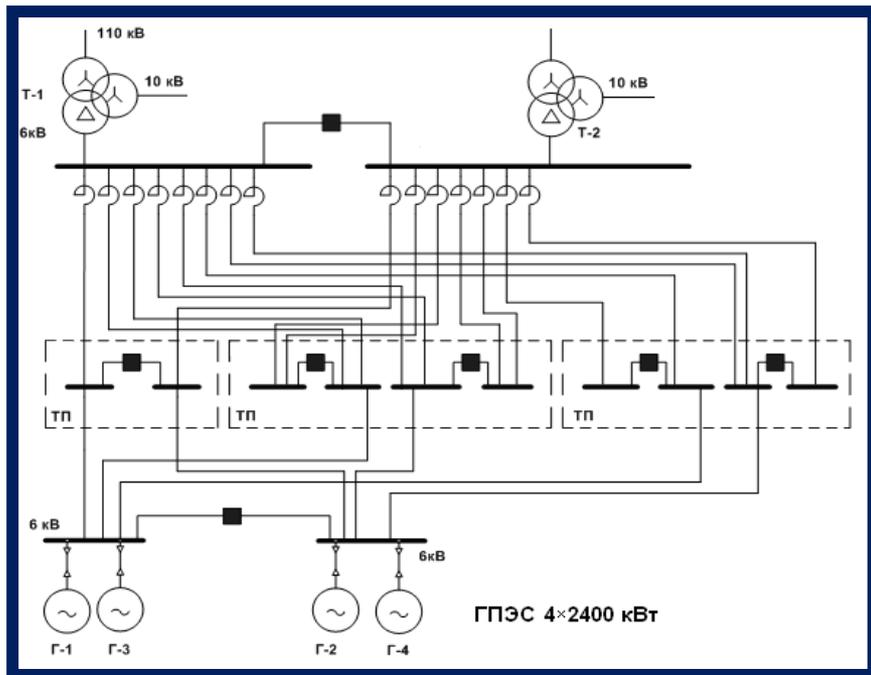


Рис. 2. Переходный процесс при работе энергорайона в островном режиме, при пуске синхронного двигателя мощностью 1250 кВт

**Уставки устройств РЗ ГУ не подлежат изменению для сохранения гарантийных обязательств, что приводит к частым отключениям ГУ в режимах не опасных для генераторов при внешних КЗ, снижает возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей от объектов РГ**

# Последствия выбора уставок устройств РЗ заводами-изготовителями ГУ

20



**Ограничение А** соответствует условию  $\Delta P_0 \leq \Delta P_{\max}$ ; **В** – условию  $P_0 + \Delta P_0 > P_{\min}$  (т.е.  $\Delta P_0 < 0$ ); **1** – обусловлено срабатыванием защиты по  $U_{\min}$  (срабатывание защиты по  $U_{\max}$  не показано); **2** – действие защиты по  $f_{\min}$ ; **3** – по  $f_{\max}$ ; **4** – действие защиты по  $f_{\min}$  и  $f_{\max}$  при не обнаружении потери связи с сетью

Сохранению ГУ ДВС в работе соответствует белый фон, а в остальных случаях происходят нарушения работы ГУ ДВС по разным причинам ( $q_0$  – отношение реактивной мощности, генерируемой ГУ, к реактивной мощности, получаемой из сети, в исходных режимах)



# Переключение алгоритмов регулирования в САУ ГУ (автоматический регулятор частоты вращения)

21

**!** В мировой практике у ГУ, работающих в сети, в САУ реализован алгоритм регулирования на постоянство мощности, а у автономно работающих – на постоянство частоты. В случае возможности работы ГУ в 2-х режимах осуществляется автоматическое переключение алгоритмов в САУ ГУ, которое может работать некорректно

Переход от сетевого режима к автономному идентифицируется САУ ГУ по отключенному состоянию заранее выбранных выключателей (до 5 выключателей на 1 блок )

Переключение алгоритма регулирования осуществляется САУ по факту большого сброса мощности ГУ, воспринимая его как выделение в автономный режим

При переходе в автономный режим на выключателе в отдалении от ГУ переключение алгоритма в САУ не произойдет, поэтому при изменении генерируемой мощности, регулятор будет по-прежнему пытаться **восстановить исходную мощность**, изменяя подачу топлива, что приведет к отклонениям частоты и **продолжение работы ГУ может оказаться невозможным**

САУ ГУ выдает сигнал о переходе в автономный режим, если имеет место сброс мощности не менее 50% от  $P_{ном}$  в течение 200 мс, но реальное изменение мощности может быть меньше или иметь другой знак.

В эксплуатации алгоритм САУ ГУ был модифицирован для исключения перехода ГУ в автономный режим при синхронных качаниях

# Используемые способы предотвращения недопустимых набросов нагрузки на ГПУ

22

1

Применение высокочувствительных защит по снижению частоты, действующих на отключение ГПУ

**Следствие:** излишние отключения ГПУ при КЗ в сети, даже удаленных, и в результате других кратковременных аномальных режимах

2

Специальное управление работой АРВ ГПУ, ориентированное на смягчение воздействий от внезапных набросов нагрузки



Типовая система возбуждения генераторов AREP/PMG дополнена модулем LAM (Load agreement module – модуль согласования нагрузки), выпускаемой компанией «Leroy-Somer»

Принцип LAM предполагает двойное воздействие на АРВ:

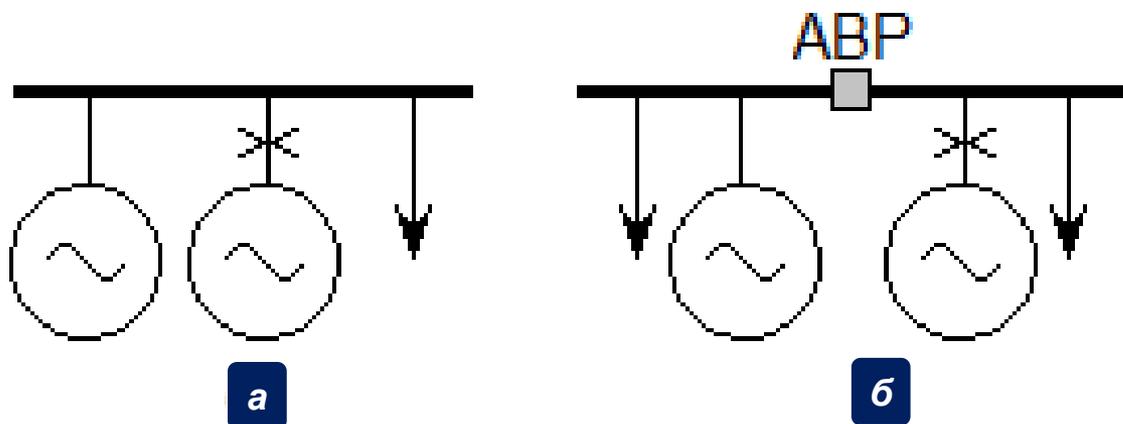
- понижение уставки АРВ по напряжению при значительном снижении частоты;
- снижение возбуждения пропорционально дальнейшему снижению скорости, что дает соответствующее снижение нагрузки, облегчая переходный процесс

При использовании ГПУ в автономных системах электроснабжения необходимо определить в каких условиях LAM дает значимый положительный эффект и когда его действие недопустимо

# Варианты наброса нагрузки на ГПУ

23

При большой доле АД, питание которых переключается, величина наброса активной/реактивной мощности зависит от  $\Delta t$ : активная нагрузка при включении может быть и больше, и меньше нормальной, а реактивная – значительно увеличивается, поэтому напряжение генератора снижается, что может быть критично для электроприемников потребителей



В третьем варианте вероятность успешного пуска группы АД низкая. Обычно заторможенные АД отключаются и потом включаются автоматикой поочередно или небольшими группами

При большой доле АД, необходимо рассматривать три процесса:

- переключение питания без бестоковой паузы (рис. 1а)
- переключение быстродействующим АВР (рис. 1б), тогда при подаче резервного питания начинается их самозапуск
- то же, что предыдущее, но пауза больше и резервное питание подается на остановленные или почти остановившиеся АД

# Переходный процесс при набросе мощности на автономно работающую ГПУ (АД – 5%)

24

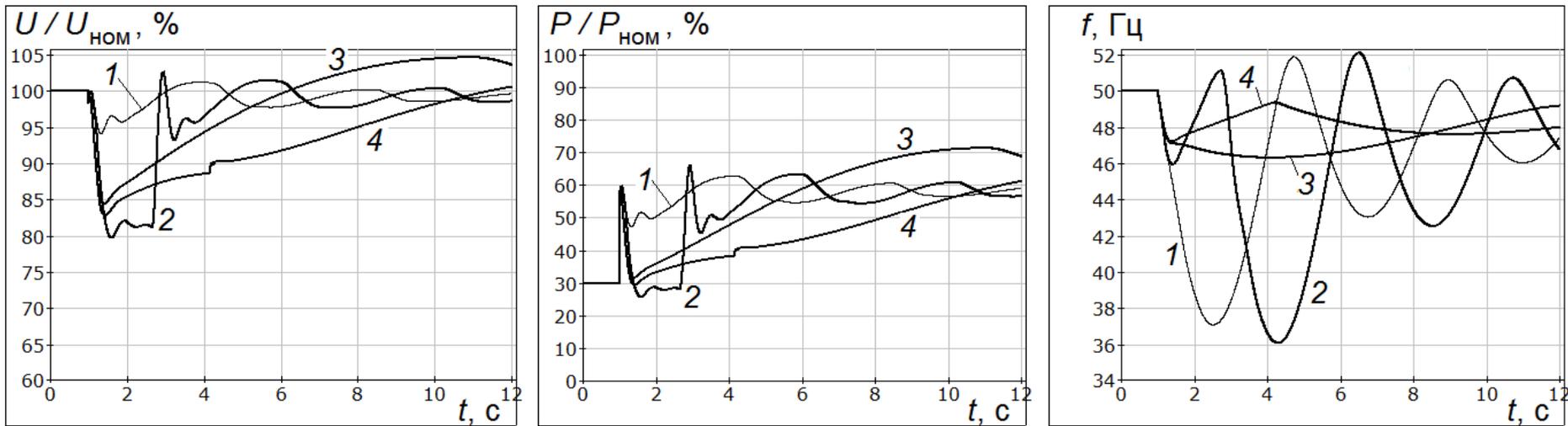


Рис. 1. Нагрузка имеет регулирующий эффект  $K_{РУ} \approx 1,9$  о.е. (5%– АД , остальное – статическая нагрузка). Исходная генерация  $P_0 = 30\%$ , наброс  $\Delta P = 30\%$  от  $P_{ном}$

**!** Расчетами доказан положительный эффект от применения LAM, если нагрузка имеет значительный регулирующий эффект по напряжению

В переходных процессах частота при обычном APB снижается на 13 Гц (вариант 1), а при двойном управлении LAM (вариант 4) – на 3 Гц. Быстрый возврат напряжения к нормальному уровню (вариант 2) приводит к резкому увеличению амплитуды второго колебания частоты и последующих: снижения частоты на 4, 14 и 7,5 Гц.

# Переходный процесс при набросе мощности после бестоковой паузы 0,18 с (АВР)

25

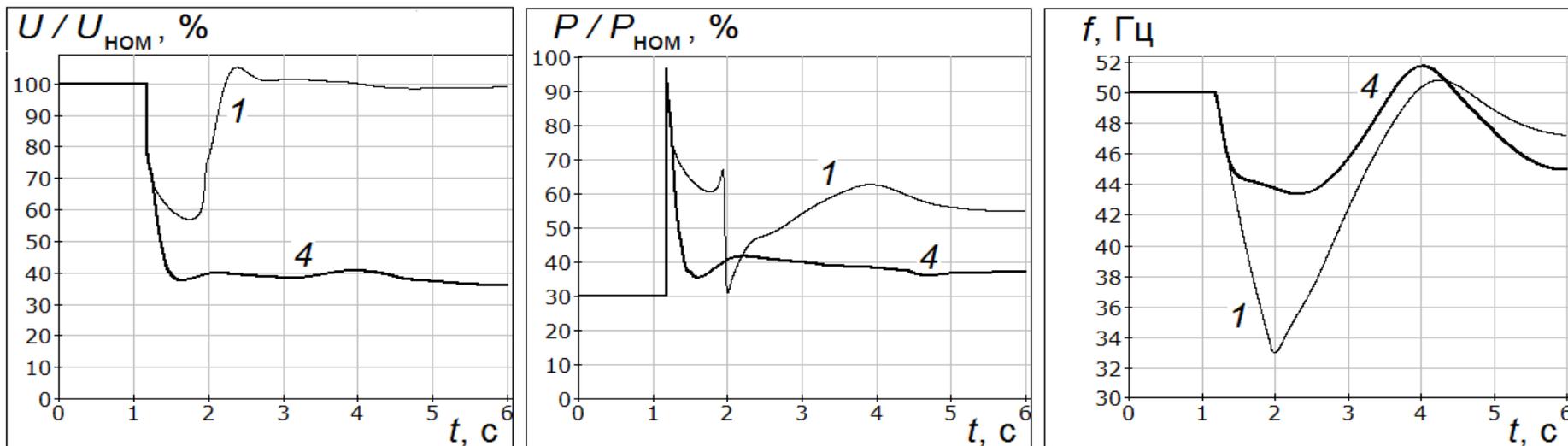


Рис. 1. Нагрузка имеет регулирующий эффект  $K_{\text{РУ}} \approx 0,1$  отн. ед.  
(90% – АД, остальное – статическая нагрузка)

**!** Применение ЛАМ может спровоцировать лавину напряжения в узлах промышленной нагрузки с большой долей АД, а допустимость применения ЛАМ определяется расчетами электромеханических переходных процессов

После перерыва питания на время АВР возникает дополнительное понижение напряжения из-за роста токов самозапуска АД, в результате нарушается работа всей нагрузки, и исходной, и дополнительной, т.к.  $U < 40\%$  от  $U_{\text{НОМ}}$ , при этом в частота восстанавливается (вариант 4)

# Особенности аварийных процессов в островном режиме работы энергорайона

26

**Аварийные процессы в островном режиме работы энергорайона протекают тяжелее для электроприемников потребителей, особенно при возникновении аварийных дефицитов мощности**

1

Внезапное отключение ГУ или объекта РГ может привести к полному нарушению электроснабжения особо ответственных и социально-значимых потребителей

2

Баланс генерации и потребления может изменяться от такого избытка генерации, что потребуются отключать часть ГУ, до дефицитов мощности, приближающихся к 50-90 %

3

Технические характеристики современных ГУ (ГТУ, ГПУ, ДГУ) существенно отличаются от параметров ПТУ, определяющих характер электромеханических переходных процессов

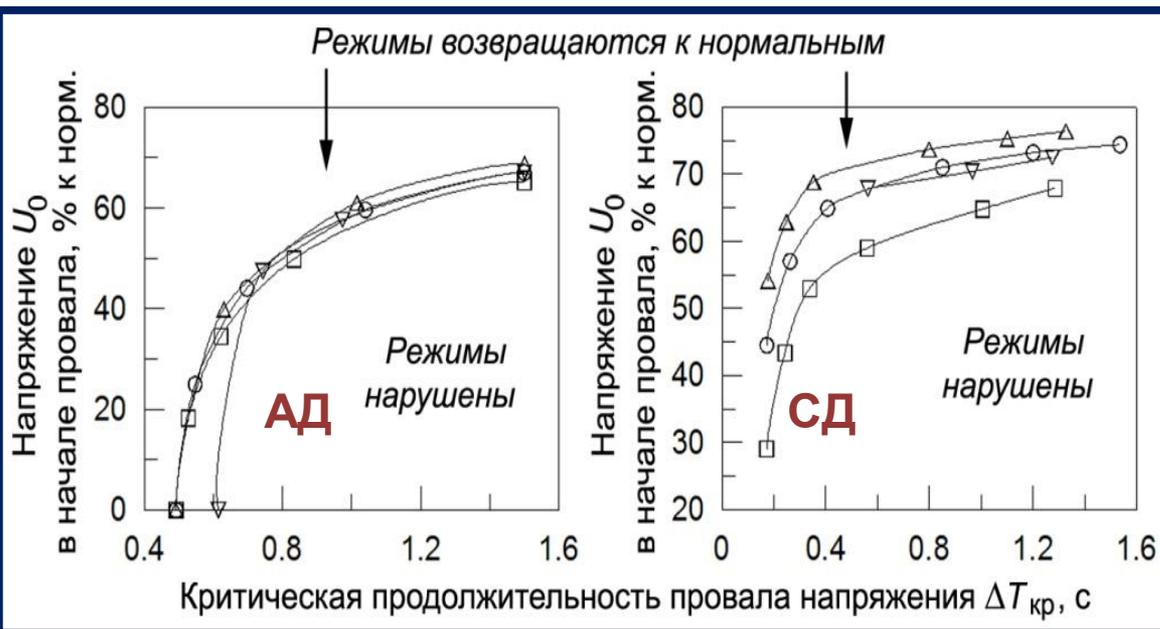
4

Предотвращение излишних отключений ГУ возможно за счет уменьшения времени ликвидации аварийных возмущений и повышения скорости восстановления режимных параметров (требуется применение быстродействующих устройств РЗ и ПА)

# Особенности моделирования основных электроприемников нагрузки

27

Принципиальным отличием от расчетов режимов и устойчивости системообразующих сетей и крупных электростанций (*отдалены от нагрузки сетями низких классов напряжений и рядом ступеней трансформации*) является моделирование основных электроприемников



Требуется подготовка исходной информации о составе и параметрах нагрузки (*технологических особенностях приводимых во вращение механизмов*)

Требуется учитывать электромагнитные переходные процессы АД чтобы правильно воспроизводить остаточные напряжения на шинах (ПОН)

При анализе динамической устойчивости ГУ в системообразующих сетях часто используется замена динамических моделей электродвигателей статическими характеристиками нагрузки, что в расчетах с объектами РГ в общем случае **НЕДОПУСТИМО**

# Зависимость $D_{кр}$ от доли АД в составе нагрузке

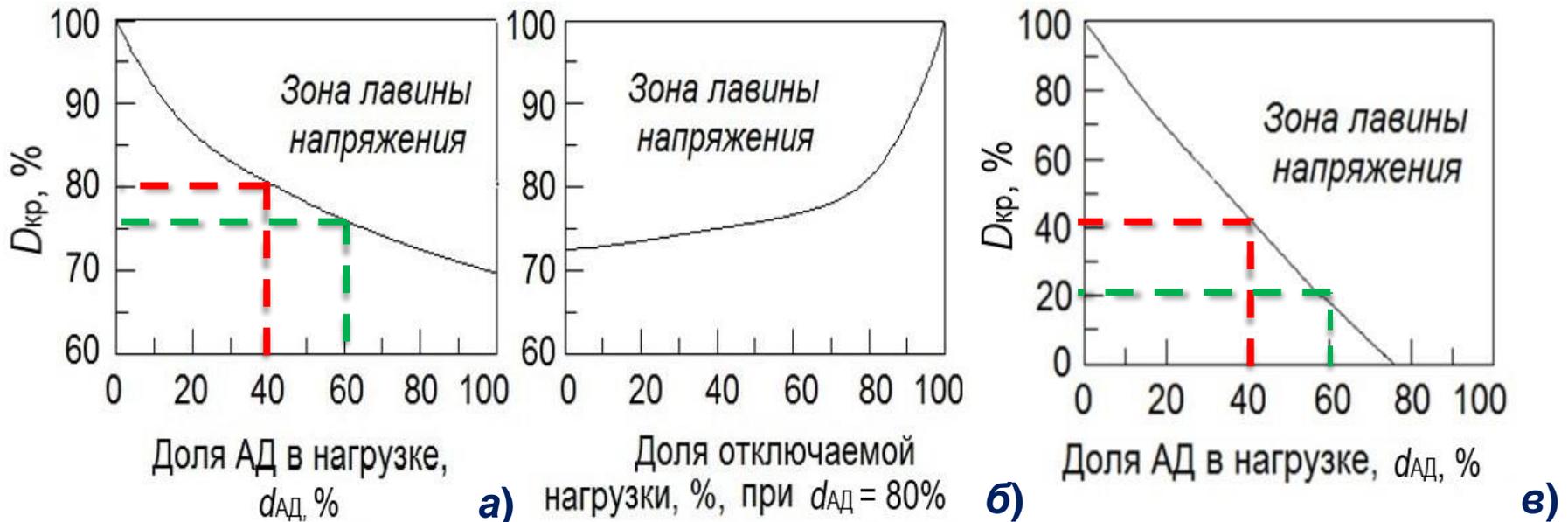


Рис. 1. Графики зависимости  $D_{кр}$  от состава нагрузки: а – без отключения нагрузки; б – от объема отключения нагрузки; в – при трехфазном КЗ

- а) Если доля АД стремится к нулю, то условия для возникновения лавины напряжения отсутствуют, и величина  $D_{кр}$  стремится к 100 %
- б) При  $d_{АД} = 80\%$  для разных значений  $D_{кр}$  рассчитан минимально необходимый объем ОН для предотвращения лавины напряжения
- в) Если дефицит мощности возникает в результате трехфазного КЗ длительностью 0,2 с, то величина  $D_{кр}$  снижается в 2 – 4 раза!

# Влияние моделей нагрузки на параметры ЭМПП

29

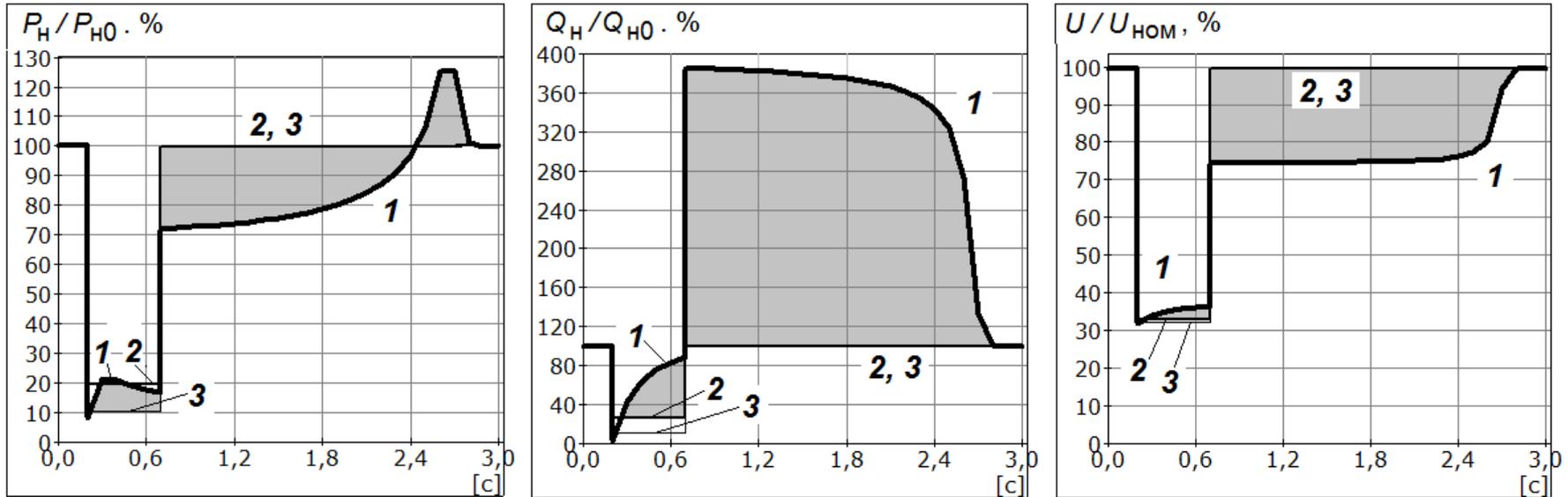


Рис. 1. Переходный процесс при внешнем КЗ для трех моделей нагрузки с АД (серая заливка показывает разницу между моделью 1 и моделями 2 и 3)

Графики  $P_{нагр}(t)$  и  $Q_{нагр}(t)$  при КЗ в сети внешнего электроснабжения с тремя моделями нагрузки при  $Q_{нагр.0} = 0,5P_{нагр.0}$ :

- модель нагрузки 1:  $d_{АД} = 0,7$  (параметры АД усредненные; модель АД упрощенная в виде статической асинхронной характеристики);
- модель нагрузки 2:  $d_{АД} = 0$  (нагрузка представлена СХН – при медленных изменениях  $U$  и при  $U > U_{кр}$ );
- модель нагрузки 3:  $d_{АД} = 0$ ,  $Z_H = const$

# Характеристики самозапусков АД при упрощенной динамической модели нагрузки

30

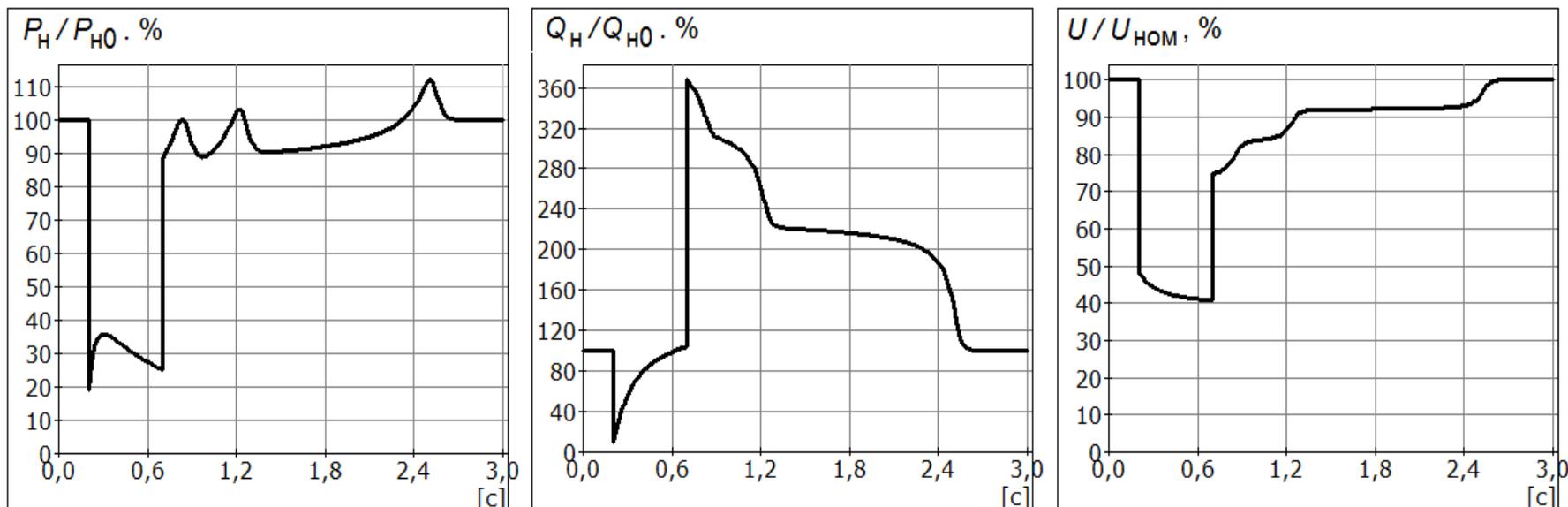


Рис. 1. Переходный процесс при внешнем КЗ вблизи нагрузки (модель 1), но содержащей три группы АД равной мощности с  $k_{загр} = 0,5; 0,7; 0,9$

- Если провалы  $U$  при КЗ вызывают продолжительные самозапуски АД, то использование динамических моделей АД **ОБЯЗАТЕЛЬНО!**
- Переходные процессы в АД не принципиально отличаются от СХН, если напряжения в узлах нагрузки не снижаются ниже  $U_{кр}$  (при удаленных КЗ в сети внешнего электроснабжения; КЗ за глубоко реактированными ЛЭП; применении ДКРМ (ДКПН))



# Учет электромагнитных переходных процессов в роторе АД (расчет $U_{ост}$ АД после отключения от сети)

31

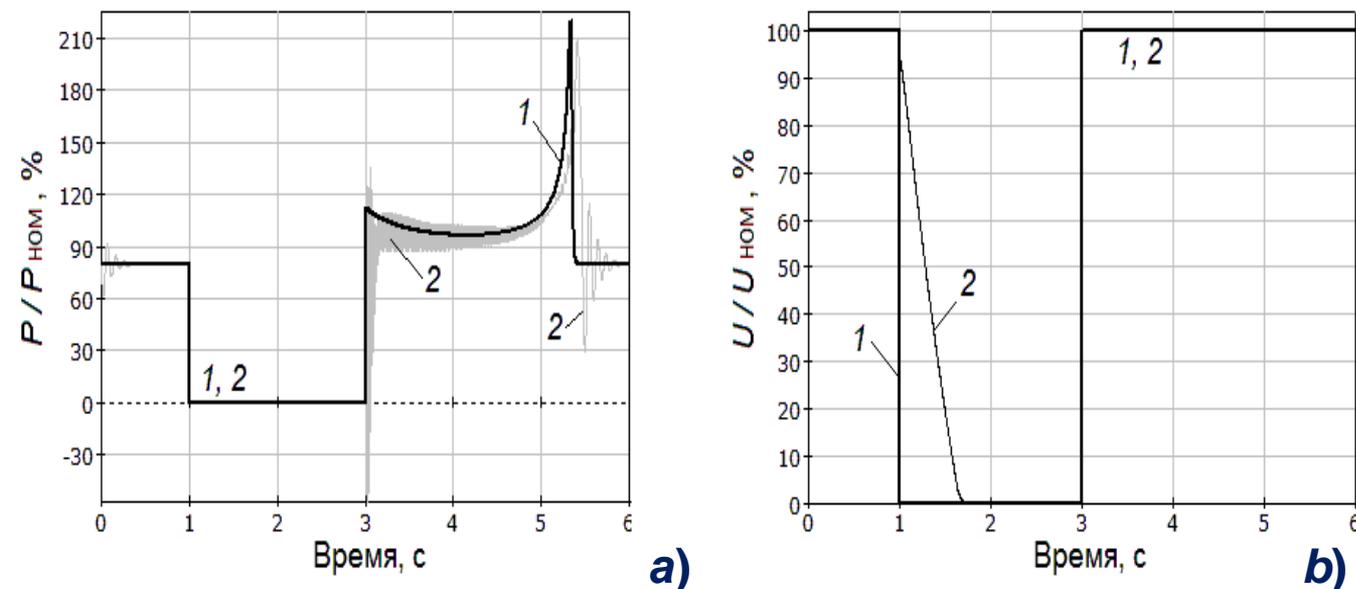


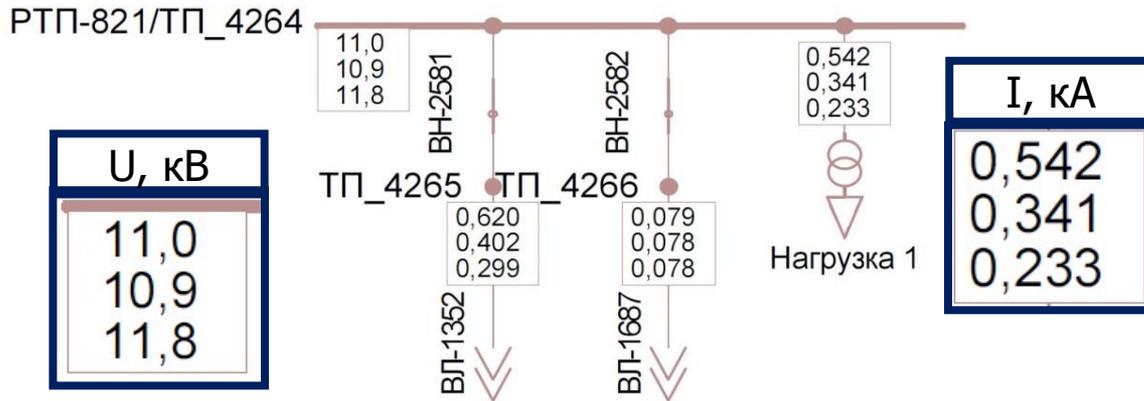
Рис. 1. Переходный процесс при перерыве электроснабжения АД:  
а – потребление активной мощности АД;  
б – напряжение на шинах АД  
(упрощенная модель АД – кривые 1; модель с учетом ЭМП в роторе – кривые 2)

Разница в графиках  $P(t)$  не критична, но заметна (рис. 1а), аналогичная ситуация с графиками  $Q(t)$  и  $I(t)$ , но зависимости  $U(t)$  на шинах АД принципиально разные (рис. 1б)

При использовании упрощенной модели АД на выводах отключенного от сети АД  $U_{ост}$  отсутствует, а в реальных условиях  $U_{ост}$  имеется до тех пор, пока не затухли свободные токи в роторе и ротор не остановился (у АД малых мощностей  $U_{ост}$  затухает быстро, у крупных – за несколько секунд)



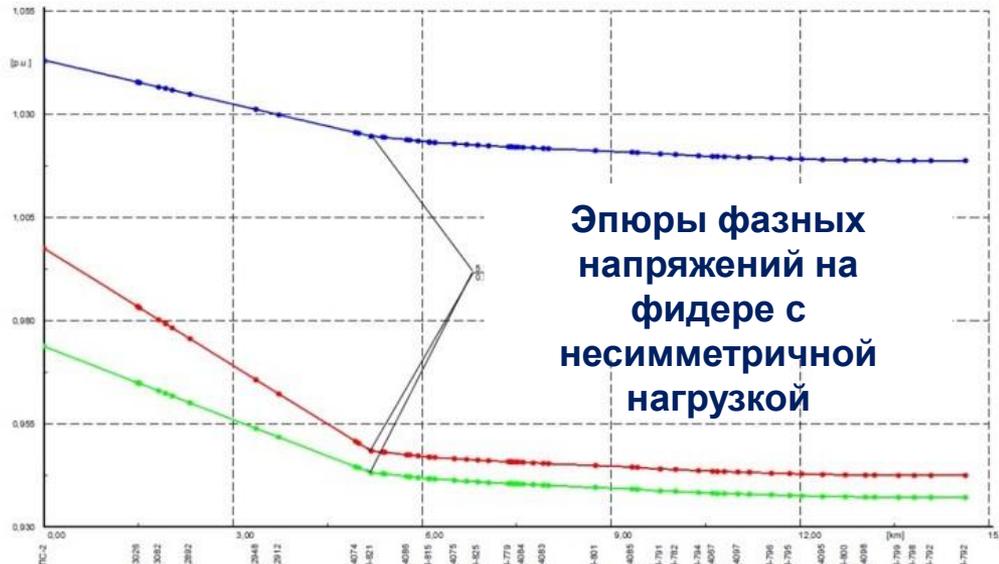
# Влияние несимметричной нагрузки на режимы работы ГУ



ГУ должны допускать длительную работу при несимметричной нагрузке, если токи в фазах не превышают  $I_{ном}$ , а токи обратной последовательности  $0,1 I_{ном}$  при косвенном охлаждении обмотки ротора и  $0,08 I_{ном}$  при непосредственном

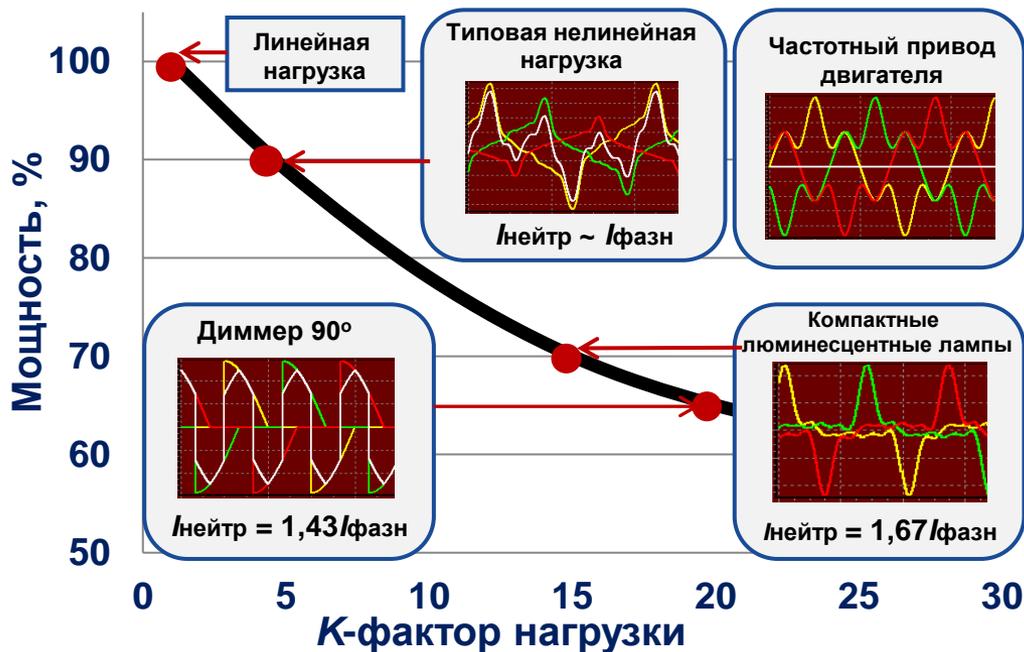
Большое содержание в нагрузке ГУ однофазных потребителей может приводить к несимметрии токов в фазах

При несимметричной нагрузке статоре ГУ возникают токи обратной последовательности и индуцирует в замкнутых контурах ротора вихревые токи двойной частоты (дополнительный нагрев элементов ротора, вызывая размягчение материала пазовых клиньев)



Отключения ГУ устройствами РЗ в АСЭ вследствие недопустимого уровня несимметричности нагрузки по фазам

# Влияние гармонических составляющих на режимы работы ГУ и ИБП



Гармоники:

	Порядок гармоники	la_h/la_1 %	lb_h/lb_1 %	lc_h/lc_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



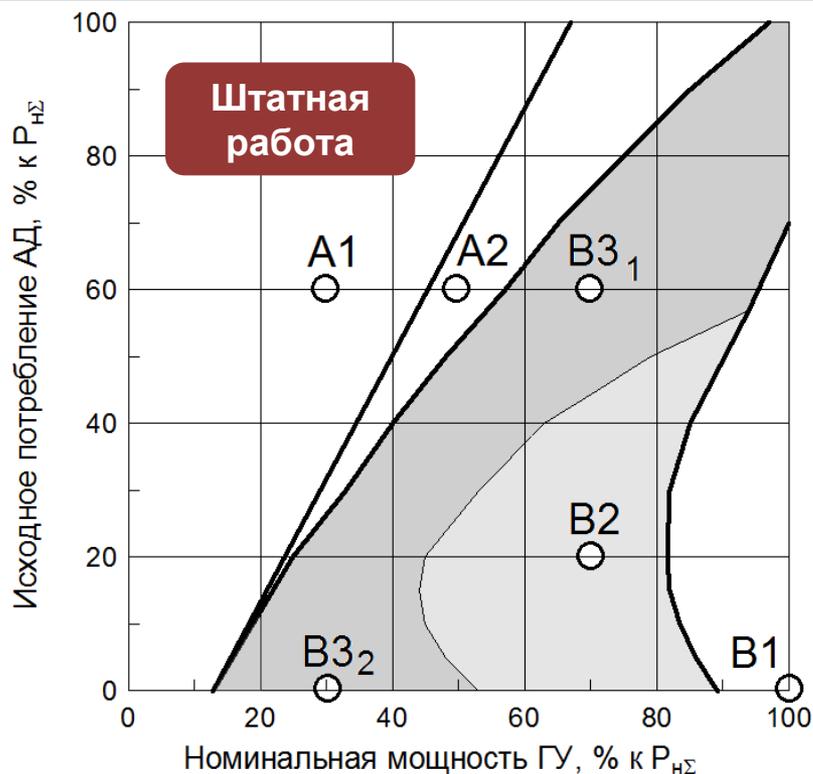
Наблюдается рост доли статических силовых преобразователей, устройств ЧРП, импульсных блоков питания, компактных люминесцентных ламп и др.) в жилых и общественных зданиях

Контроль ПКЭЭ показывает, что на каждой третьей ТП 6-10 кВ уровень искажения синусоидальности кривой напряжения (3, 9 и 15 гармоники) превышает допустимые значения

Требуется снижение величины допустимой мощности для ГУ объектов РГ и ИБП

# Особенности функционирования АВР в энергорайоне с объектом РГ

34



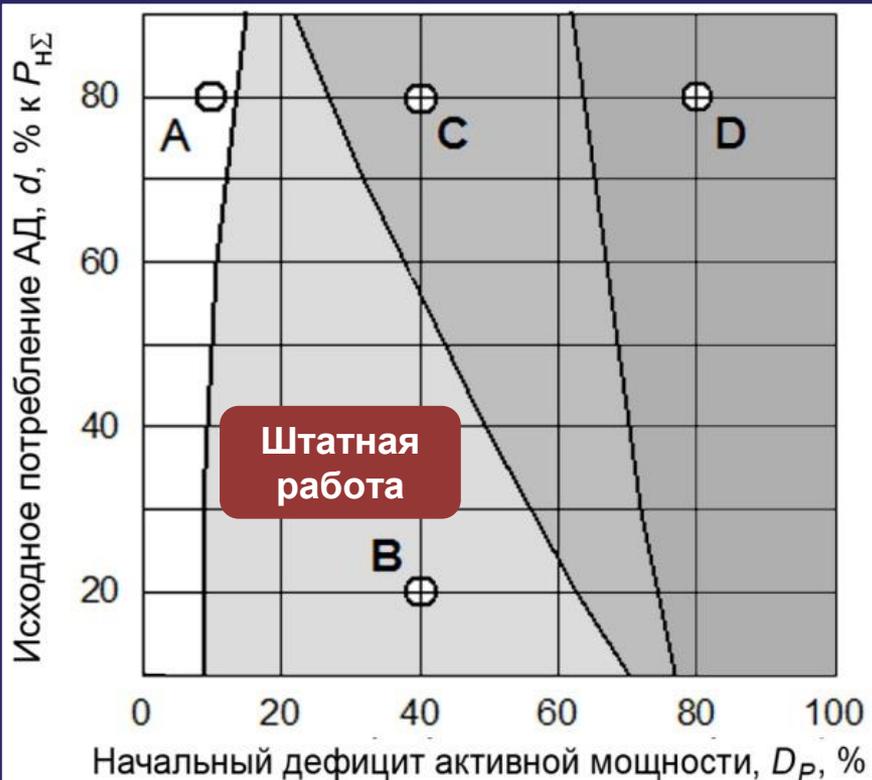
- Нормальное срабатывание (Область A1)
- Замедленное срабатывание т.к. АВР ГУ повышают напряжение (Область A2)
- Несрабатывание АВР (Область B1), т.к. допустимые уровни  $U$  и частоты (снижение мощности, потребляемой АД и статической нагрузкой) – ограничены допустимой длительностью форсировки возбуждения ГУ и работой АЧР
- Несрабатывание АВР (Область B2), т.к.  $f$  снижается, а  $U$  выше критического - форсировка возбуждения ГУ
- Лавина напряжения (Область B3)



1. Доказано, что пуск АВР по факту снижения  $U$ , отстроенные от времени срабатывания устройств РЗ на резервируемом участке сети, не отвечает требованиям по быстродействию, необходимому при наличии в сети ГУ
2. Комбинированный пуск АВР по  $U$  и  $f$  при наличии объектов РГ эффективен
3. Обоснована необходимость повышения быстродействия АВР за счет уменьшения времени ликвидации КЗ – модернизация устройств РЗ

# Особенности работы АЧР в островном режиме работы энергорайона с объектом РГ

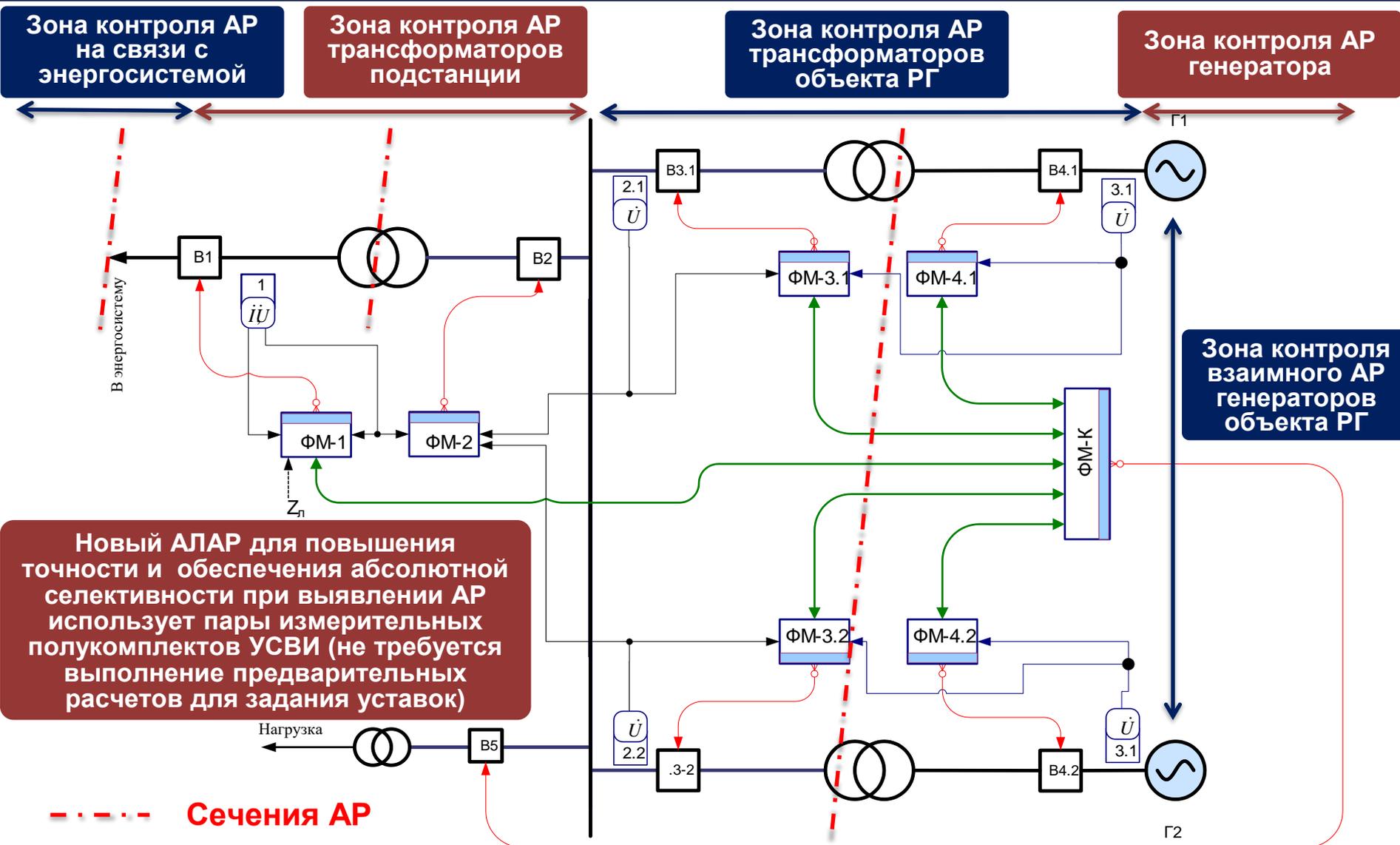
35



- Установившийся режим с параметрами  $U > 0,8U_{ном}$ ,  $f > 49$  Гц (Область А)
- Нормальная работа АЧР –  $U$  выше критического,  $f$  снижается (Область В)
- Работа АЧР в условиях значительного понижения  $U$ , обусловленного ростом потребления АД  $Q$  по мере снижения  $f$  (Область С)
- Быстрое возникновение лавины  $U$  в связи со значительном начальным дефицитом мощности, суммарная нагрузка снижается, частота нормализуется (Область D)

1. Обосновано, что если дефицит мощности в выделенном энергорайоне велик и в нагрузке преобладают АД скорость разгрузки оказывается решающей
2. В условиях, когда лавина  $U$  возможна, скорость разгрузки действием АЧР1 недостаточна – доказана эффективность использования ДАР
3. Обосновано расчетами, что объем разгрузки должен быть больше, чем величина предаварийного дефицита мощности на 7-10%

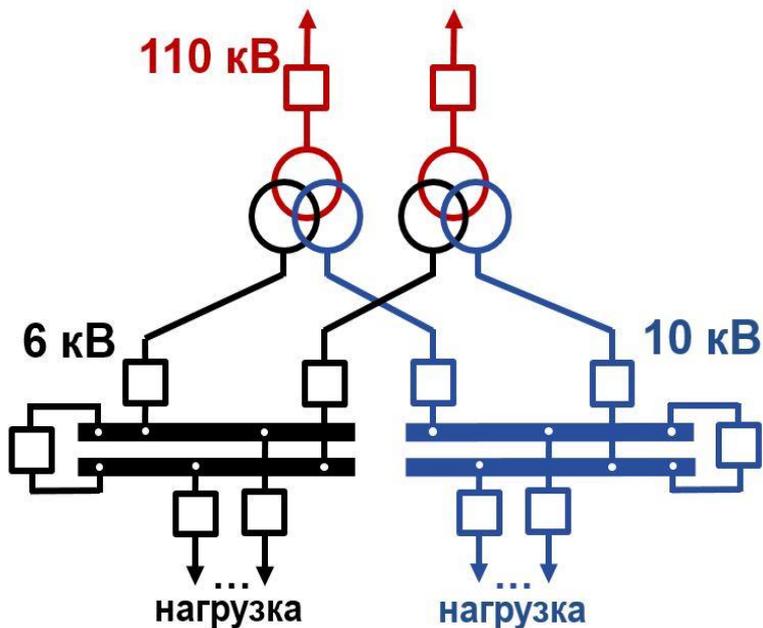
# Особенности функционирования АЛАР в энергорайоне с объектом РГ



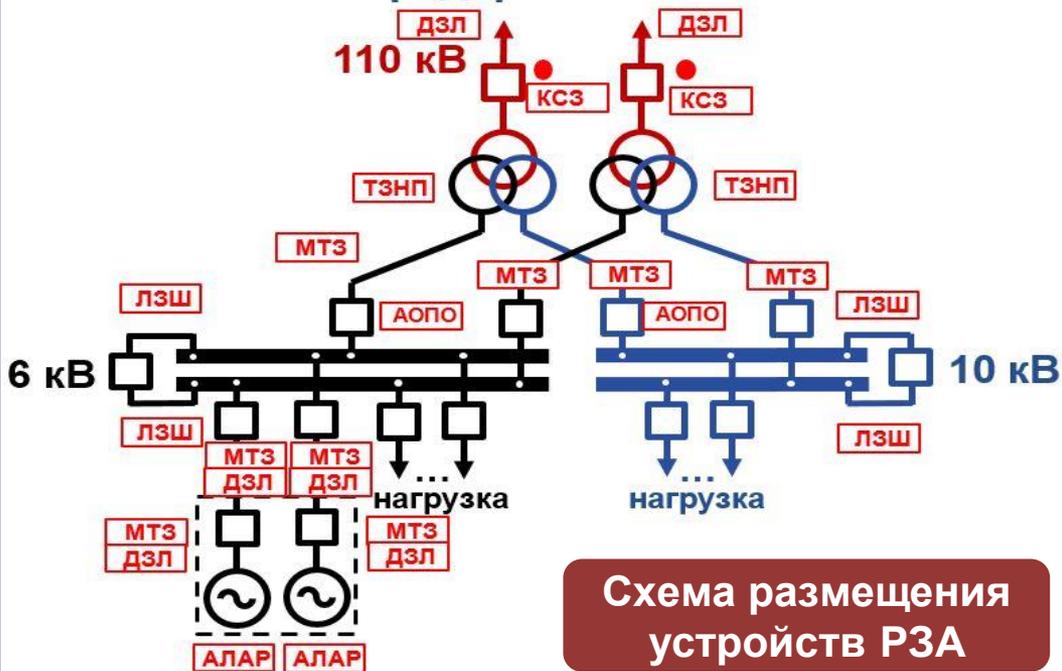
# Пример интеграции объекта РГ (ГТУ 2\*9МВт) в систему электроснабжения промпредприятия

37

ГПП Предприятия 110/10/6 кВ



ГПП Предприятия 110/10/6 кВ



1. Для обеспечения нормального функционирования объекта РГ в режиме параллельной работы с энергосистемой требуется проведение значительного объема работ в сетях внешнего (частично) и внутреннего электроснабжения энергорайона (затраты сопоставимые с объектом РГ)
2. Технические мероприятия включают в себя частичную замену КА, ТТ, дополнительную установку устройств РЗ и ПА (АПВ УС с ШОН, ЛЗШ, ТЗНП, КСЗ, МТЗ, ДЗЛ, АЛАР, АОПО), а также ВОЛС и РАС

# Подход к разработке схем выдачи мощности ГУ объектов РГ и формированию ТТ к ГУ

38

1

Выбор единичных мощностей, видов и типов ГУ объекта РГ до организации их закупки на основании возможных режимов работы и графиков нагрузки энергорайона

2

Разработка **ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ СВМ** объекта РГ для **ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К ГУ** для выбора конкретных типов ГУ с целью минимизации затрат на реализацию технических мероприятий в сети внешнего и внутреннего электроснабжения энергорайона

3

Запрос технических характеристик ГУ по расширенному перечню для изучения алгоритмов работы, параметров настройки устройств РЗА и ТА, САУ (САР) в нормальных и аномальных режимах

4

Разработка **ОКОНЧАТЕЛЬНОЙ СВМ** объекта РГ для **УСТАНОВЛЕНИЯ ПРИГОДНОСТИ ВЫБРАННЫХ ТИПОВ ГУ** с их особенностями условиям электроснабжения и электропотребления, а также режимов работы рассматриваемого энергорайона, с учетом затрат на ввод нового и модернизацию основного оборудования, устройств РЗ, ПА, ТА

5

Согласование окончательной СВМ объекта РГ с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления

6

Формирование ТЗ на закупку ГУ с приложением обоснованных ТТ к ГУ, являющихся результатом разработки и согласования СВМ

# Особенности расчетов режимов в энергорайонах с объектами РГ

39

При разработке СВМ объектов РГ требуется выполнение значительно большего объема расчетов (режимы работы; анализируемые группы возмущений; оценка эффективности технических решений)

- Учет алгоритмов АРЧВ ГУ (идентификация режима работы; процесс перехода с одного алгоритма управления на другой и обратно)
- Учет алгоритмов АРВ ГУ (тип систем возбуждения; наличие модуля согласования нагрузки), критично в островном (автономном) режиме
- Расчеты ударных электромагнитных моментов при близком трехфазном КЗ и НАПВ (обеспечение механической прочности ГУ)
- Обеспечение согласования уставок устройств РЗА ГУ с устройствами РЗА в сети внешнего и внутреннего электроснабжения – принятие мер по расширению области допустимых режимов ГУ
- Расчеты динамической устойчивости (у ГТУ со свободной силовой турбиной и ГПУ при многофазных КЗ не обеспечивается), анализ возможностей ресинхронизации ГУ, последствий вторичных нарушений устойчивости нагрузки и ГУ, эффективности мер по их предотвращению
- Расчетный анализ успешности прямых пусков единичных крупных электродвигателей и групп электродвигателей при различном составе работающих ГУ в островном (автономном) режиме



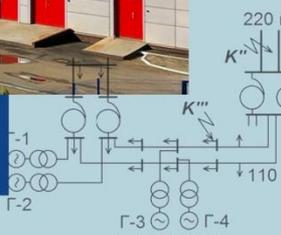
Ю.Е. Гуревич  
П.В. Илюшин

# ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

МОНОГРАФИЯ



Нижний Новгород 2018



П.В. Илюшин, А.Л. Куликов



# АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНЫМИ И АВАРИЙНЫМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

МОНОГРАФИЯ



Нижний Новгород 2019



Реверсивные перетоки мощности с ЛИЭС

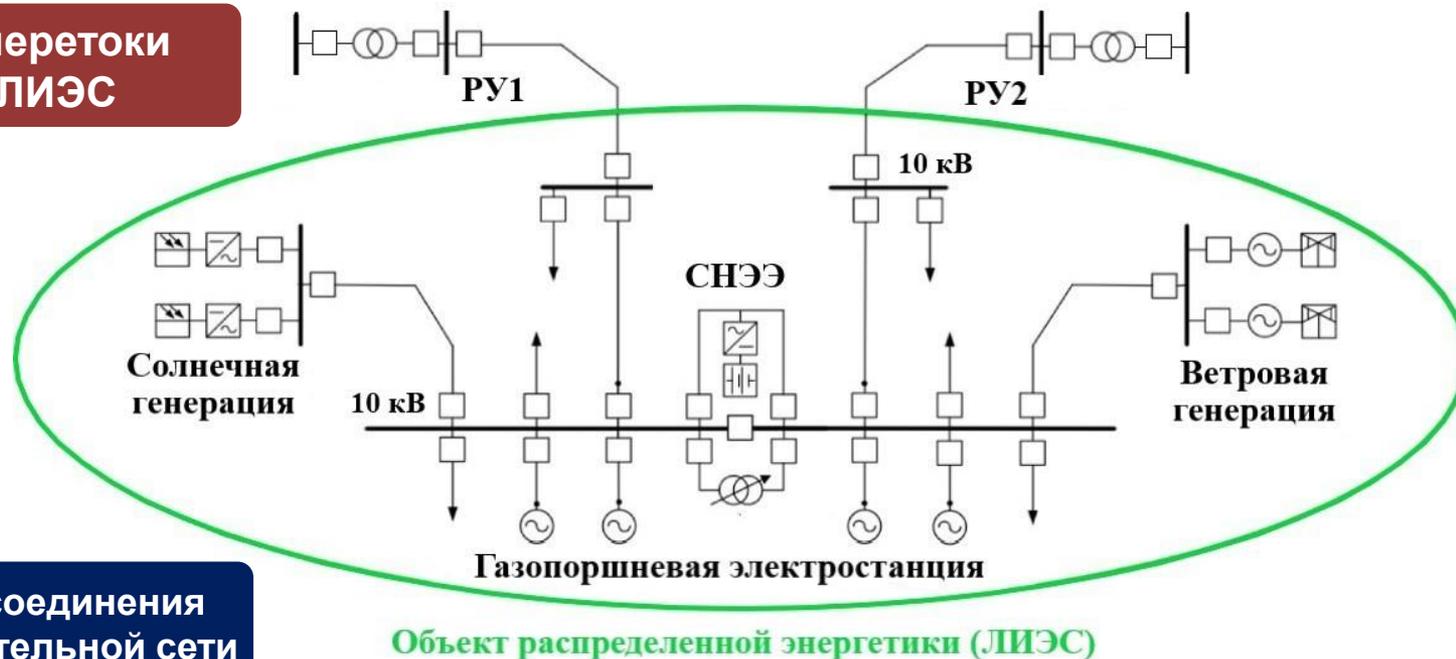


Рис. 1. Схема присоединения ЛИЭС к распределительной сети

Интеграция взаимовыгодна электросетевым компаниям и инвесторам ЛИЭС, так как позволяет содействовать:

- Присоединению потребителей
- Надежности электроснабжения
- Бесперебойности
- Качеству электроэнергии

- Энергосбережению
- Цифровизации
- Наблюдаемости, управляемости
- Энергоэффективности

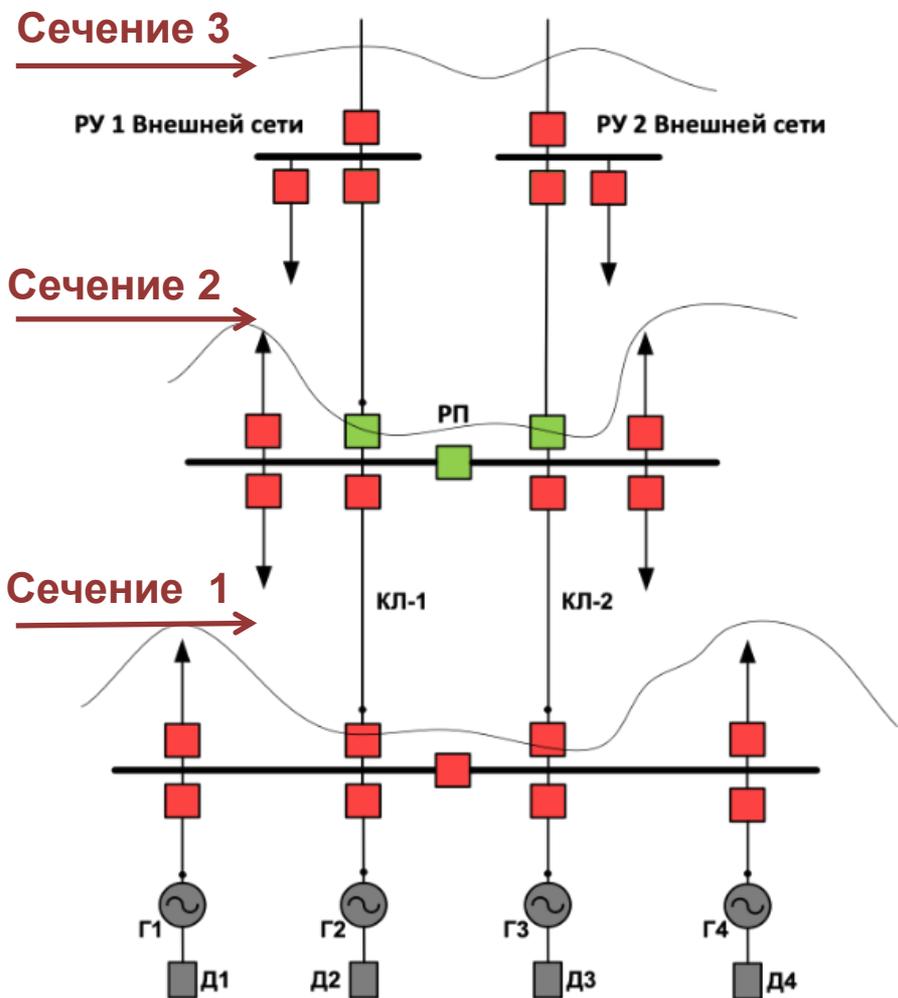
# Принципиальные особенности ЛИЭС, как объекта распределенной энергетики

42

- Сбалансированность в нормальном режиме по электрической и тепловой генерации и нагрузке, с возможностью постоянно работать в режимах избытка и кратковременно (в послеаварийных режимах) дефицита мощности
- Возможность выработки, помимо электрической и тепловой, холодильной энергии (при необходимости)
- Функционирование в сетях среднего напряжения 6-10 кВ
- Способность работать как параллельно с ЕЭС России, так и в островном режиме (при необходимости длительно)
- Обеспечение заданного уровня балансовой и режимной надежности при работе в островном режиме
- Поддержание заданных показателей бесперебойности энергоснабжения потребителей с электроприемниками различных категории надежности
- Наличие внутренних электрических и тепловых сетей, а также интеллектуальной системы автоматического управления ЛИЭС

# Система автоматики для интеграции ЛИЭС

43



**Сечения 3** для регулирования выдачи мощности из ЛИЭС в распределительную сеть

**Сечение 2** для отделения ЛИЭС в островной режим (обеспечение надежности электроснабжения потребителей при работе на условия самобаланса)

**Сечение 1** для отделения объекта распределенной генерации по технологическим условиям, с обеспечением питания потребителей ЛИЭС от распределительной сети

Рис. 1. Основные контролируемые и управляемые сечения в ЛИЭС

В интеллектуальной системе управления ЛИЭС реализованы функции противоаварийного и режимного управления, автооперирования, блокировки и превентивных действий, контроля и измерения, сигнализации и визуализации процесса работы

# Опытно-промышленная эксплуатация ЛИЭС «Березовое» в Первомайском районе г. Новосибирска

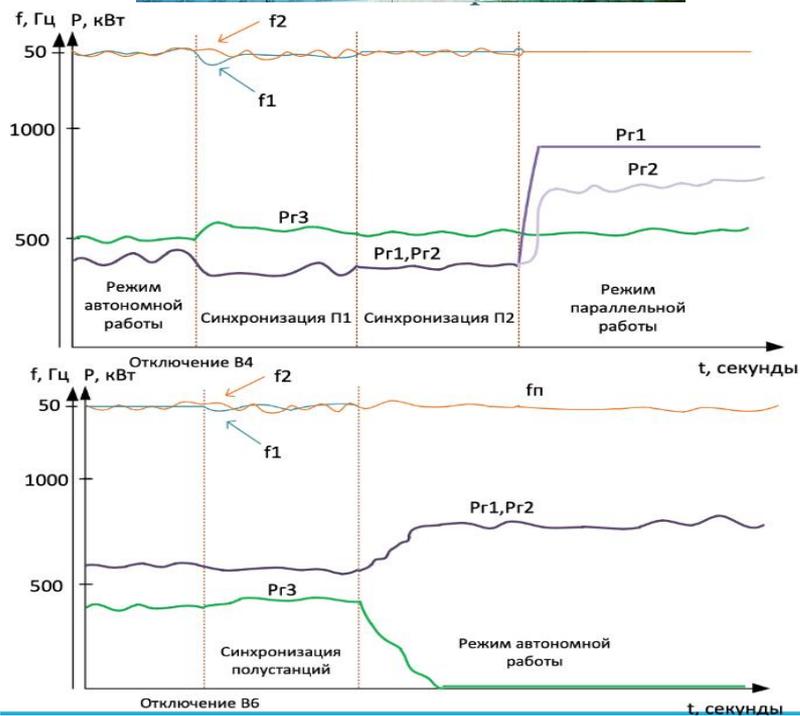


Рис. 1. Процессы автоперехода из островного режима работы в параллельный и обратно с управлением нагрузкой ГУ

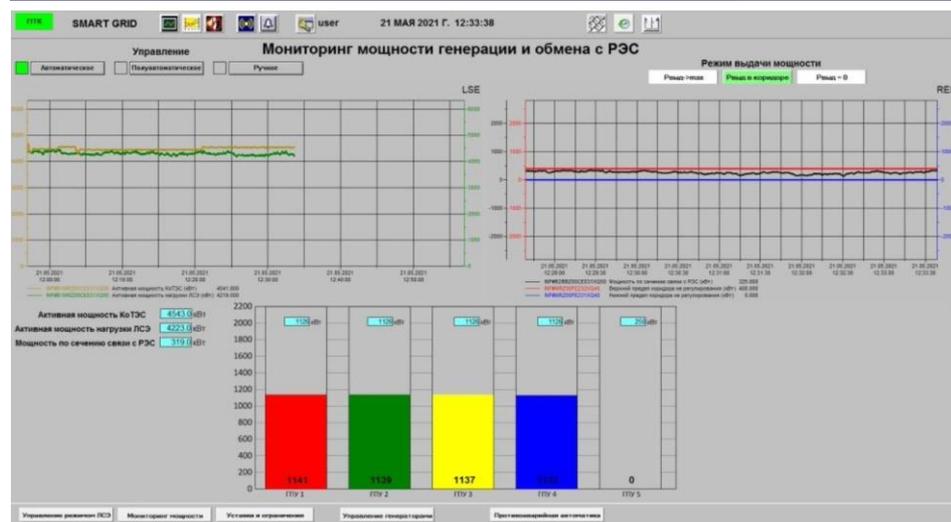
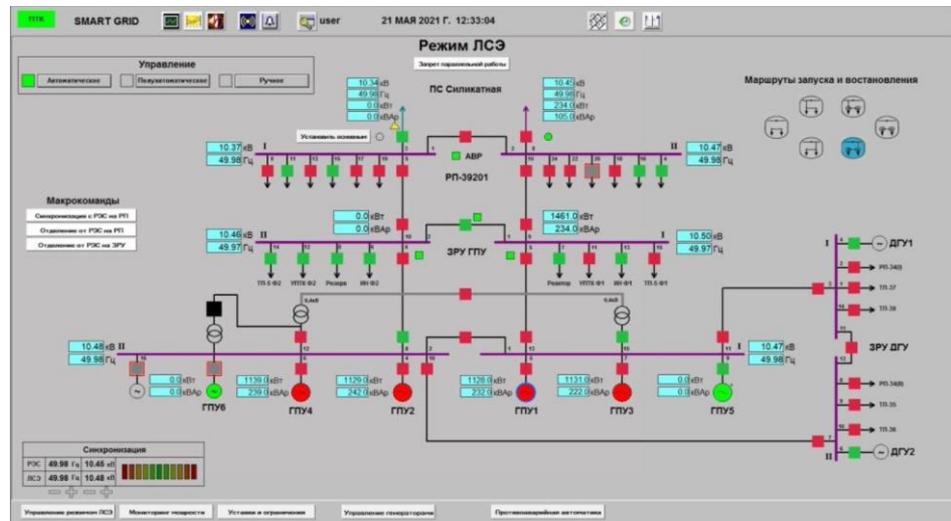


Рис. 2. Фрагменты интерфейса системы автоматики ЛИЭС

# ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

45

Ввод в эксплуатацию объекта РГ априори **НЕ ГАРАНТИРУЕТ** обеспечения надежного электроснабжения электроприемников и в ряде случаев приводит к росту числа аварий, величины ущербов и убытков

Выделение энергорайона в островной режим с объектом РГ при аварийных возмущениях **ТОЛЬКО ПРИ ОПРЕДЕЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ** позволяет обеспечить надежное электроснабжение электроприемников

Требуется выполнение **КОМПЛЕКСНЫХ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ**, в т.ч. ЭМПП, для возможных режимов работы энергорайона с объектом РГ, с анализом всех видов аварийных возмущений

Объем расчетов больше и сложность их выше при решении задачи обеспечения надежности электроснабжения электроприемников от объектов РГ, чем для электростанций и систем электроснабжения

**ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ СЛЕДУЕТ УДЕЛЯТЬ** технологическим особенностям ГУ, алгоритмам САУ/САР ГУ, алгоритмам работы и параметрам настройки устройств РЗ и ПА, моделированию нагрузки и прилегающей сети

Формировать ТТ к ГУ для их закупки следует **ТОЛЬКО НА ОСНОВАНИИ** результатов комплексных расчетов электрических режимов

Перспективно создание локальных интеллектуальных энергосистем на базе объектов РГ с их интеграцией в распределительные сети



НИК С6

**sigre**

Россия

**БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ !**

**Илюшин Павел Владимирович**  
**[ilyushin.pv@mail.ru](mailto:ilyushin.pv@mail.ru)**