



**Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Братский государственный университет»**

Модели и методы управления режимами работы и качеством электроэнергии в системах электроснабжения с установками распределенной генерации

Докладчик: Булатов Юрий Николаевич, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой Энергетики,
Братский государственный университет

Актуальность работы

Магистральное направление развития электроэнергетики основывается на переходе к технологической платформе, в основу которой положена концепция интеллектуальных электрических сетей (**smart grid**), обозначенной в России как интеллектуальные электроэнергетические системы с активно-адаптивной сетью (ИЭЭС ААС).



Важными элементами ИЭЭС ААС являются установки распределённой генерации (РГ), в том числе реализованные на основе ВИЭ.

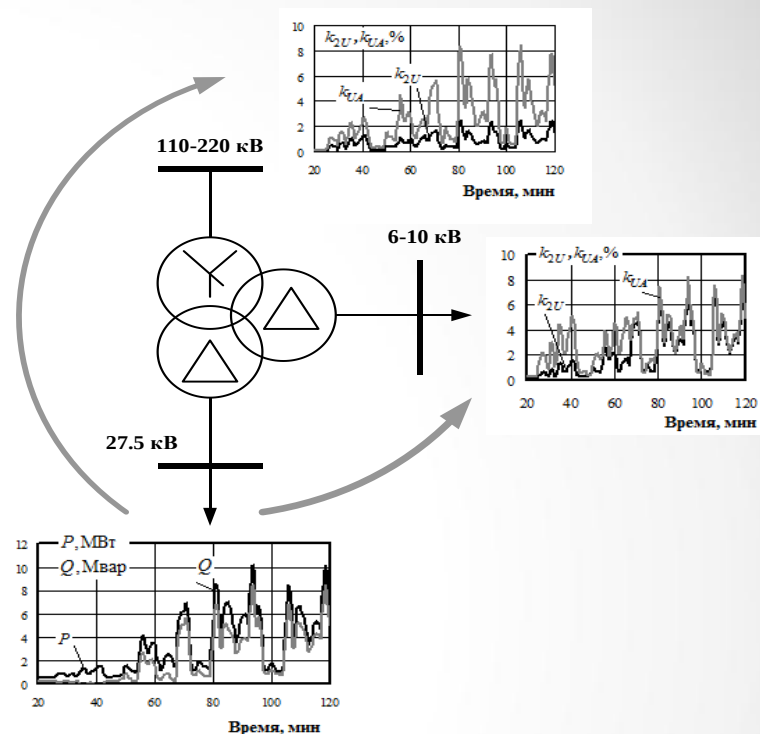
В России на объекты РГ приходится около 8 % от общей выработки электроэнергии.

Объединение отдельных установок РГ и активных сетевых элементов может образовывать сетевой кластер (**microgrid**), высокая энергоэффективность которого может быть достигнута благодаря применению современных интеллектуальных систем управления. Сетевые кластеры могут использоваться в регионах, где внешнее электроснабжение неустойчиво или плохого качества.

Актуальность работы

Одним из емких потребителей электроэнергии является железнодорожный транспорт. На некоторых тяговых подстанциях электропотребление нетяговыми объектами превосходит расход электроэнергии на тягу поездов. Кроме этого в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке системообразующая электрическая сеть непосредственно связана с тяговыми подстанциями. Ввиду значительного объема резкопеременной, нелинейной и однофазной тяговой нагрузки **показатели качества электроэнергии (ПКЭ)** в этих сетях далеко выходят за допустимые пределы.

Кроме того в современных СЭС большинство промышленной и бытовой нагрузки является нелинейной. Использование выпрямителей и инверторов для подключения установок РГ также приводит к наличию гармонических искажений. В результате эксплуатируются СЭС с пониженным качеством электроэнергии, отрицательно влияющем на оборудование. Поэтому **проблема обеспечения качества электроэнергии для современных СЭС с установками РГ** требует особого внимания, а задачи управления режимами работы СЭС в условиях пониженного качества электроэнергии приобретают особую актуальность.



Цель работы

Целью работы является разработка моделей, методов и систем автоматического и интеллектуального управления установками распределенной генерации и другими сетевыми активными устройствами, а также режимами работы систем электроснабжения в условиях пониженного качества электроэнергии.



Задачи работы

1. Разработка моделей установок РГ и активных элементов smart grid с системами автоматического управления.
2. Разработка методов идентификации моделей установок распределенной генерации.
3. Разработка метода построения цифровых двойников установок распределенной генерации.
4. Оценка влияния низкого качества электроэнергии на установки распределенной генерации.
5. Исследование влияния вставок постоянного тока (ВПТ) и энергетических роутеров на качество электроэнергии при использовании их для подключения установок распределенной генерации.
6. Исследование влияния установок распределенной генерации на аварийные режимы.
7. Разработка методов построения и настройки систем управления установками распределенной генерации с использованием генетических алгоритмов, нейронных сетей и нечеткой логики.
8. Разработка прогностических регуляторов установок РГ, методов их настройки и исследование их влияния на показатели качества процессов регулирования и качества электроэнергии в СЭС.
9. Исследование устойчивости и кибербезопасности прогностических регуляторов.
10. Разработка методов устранения фликера и улучшения качества электроэнергии в сетях с установками распределенной генерации.
11. Разработка методов оценки запаса устойчивости систем электроснабжения с установками распределенной генерации.
12. Разработка методов противоаварийного управления в системе электроснабжения с установками распределенной генерации.
13. Разработка методов синтеза и настройки регуляторов ветрогенерирующих установок при использовании их в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии.
14. Разработка мультиагентной системы управления установками распределённой генерации в системе электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии.

1. Модели установок РГ с системами автоматического регулирования

1) Турбогенераторная установка (ТГУ)

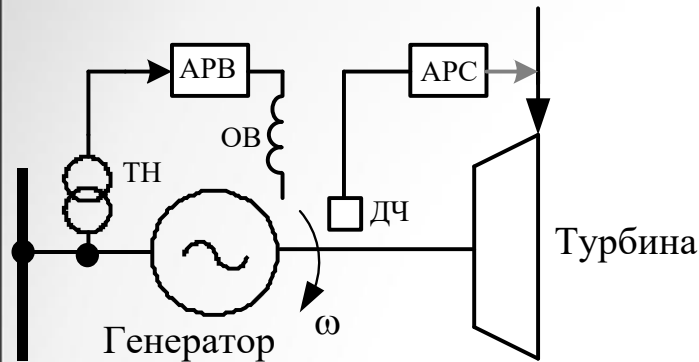


Рис1. Схема ТГУ и ее модель в MATLAB:

ТН – трансформатор напряжения;

ОВ – обмотка возбуждения;

ДЧ – датчик частоты вращения

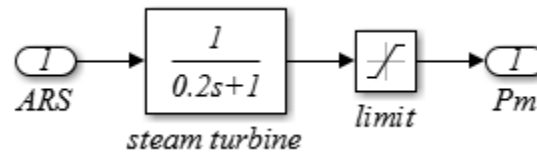
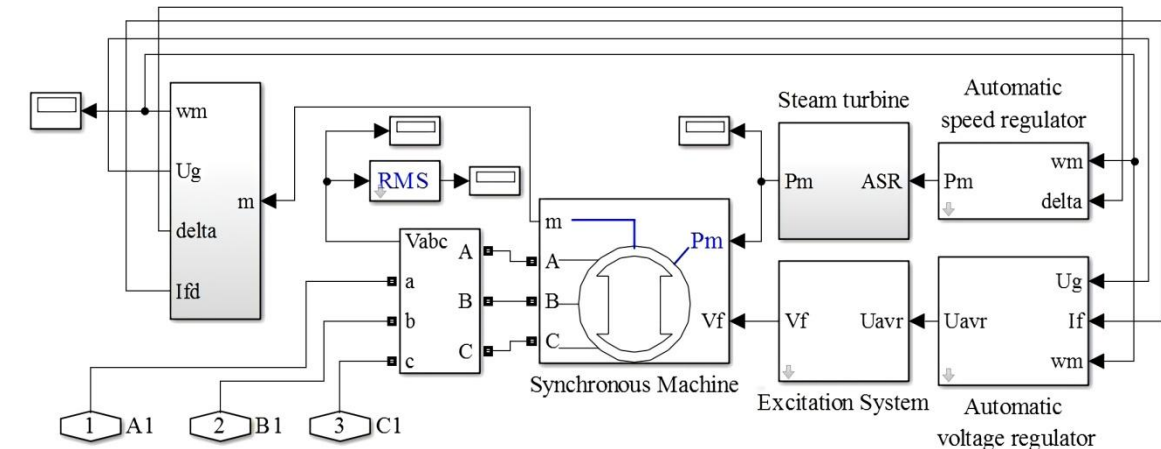


Рис.2. Схема модели паровой турбины без промежуточного отбора пара

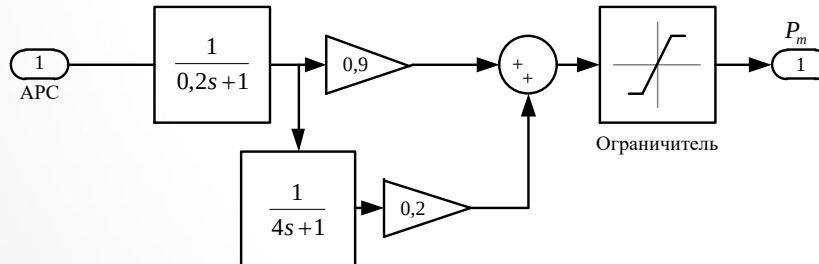


Рис.3. Схема модели паровой турбины с учётом промежуточного отбора пара

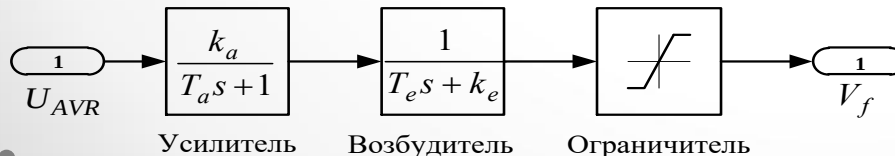


Рис.4. Схема модели системы возбуждения СГ в MATLAB

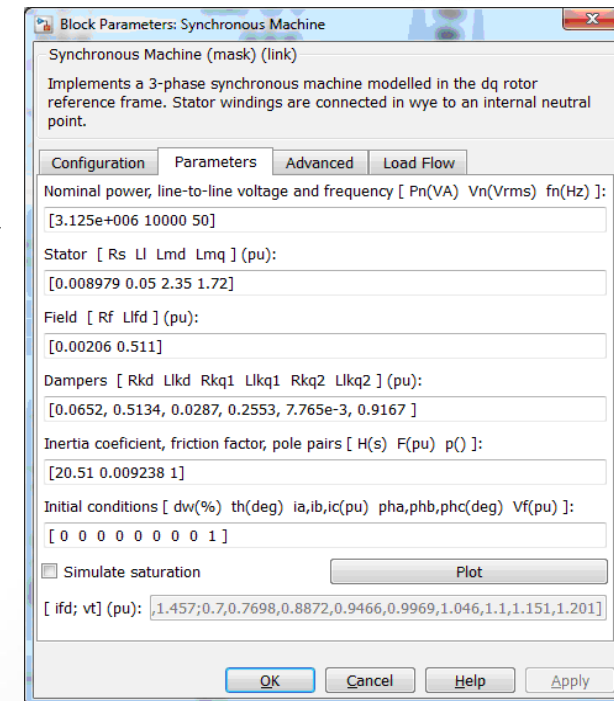


Рис.5. Окно параметров модели генератора ТГУ

1. Модели установок РГ на базе синхронных генераторов

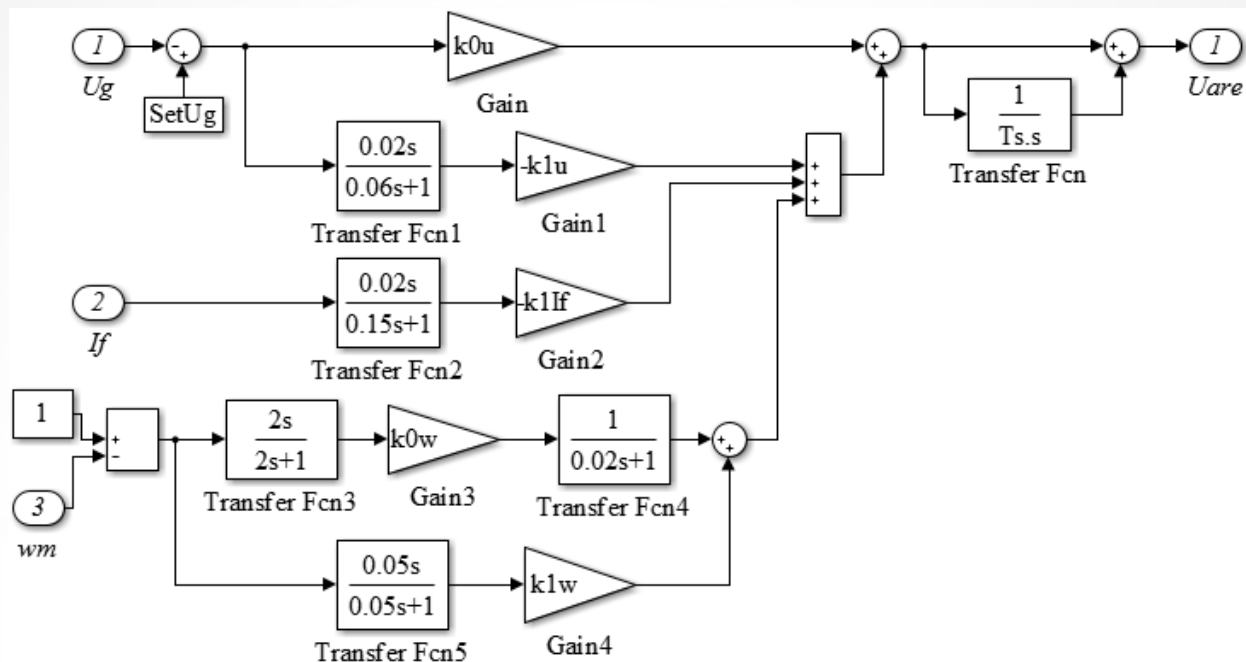


Рис.1. Схема модели АРВ в MATLAB

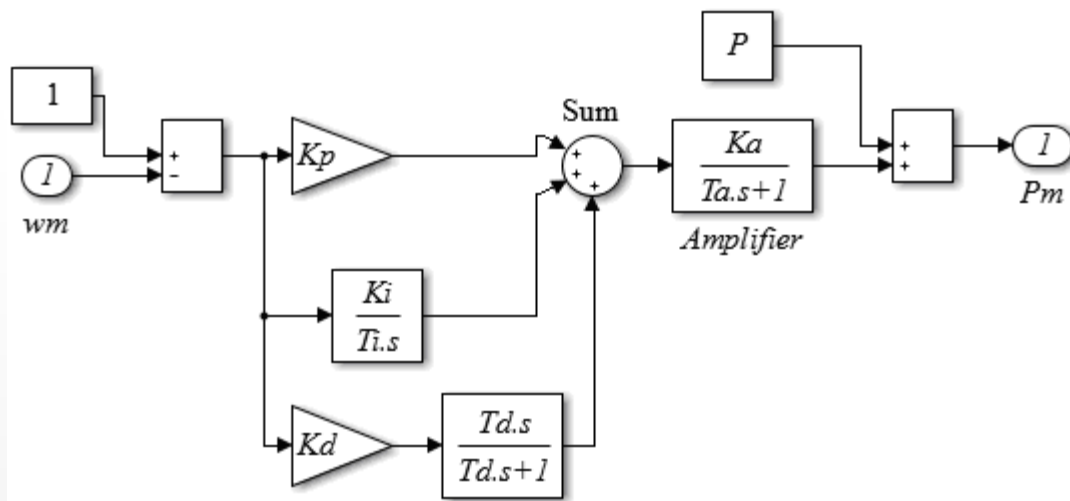


Рис.2. Схема модели APC в MATLAB

1. Модели установок РГ с системами автоматического регулирования

2) Модель дизель-генераторной установки (ДГУ)

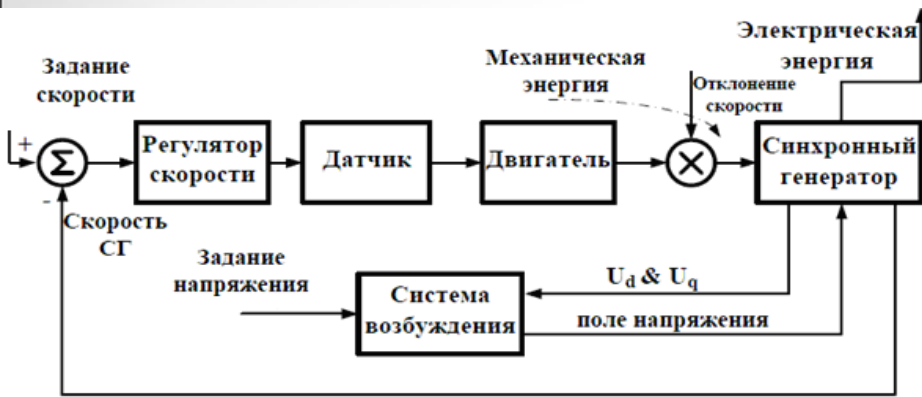


Рис.1 Блок-схема ДГУ

Модель привода, реализующая задержку при изменении подачи топлива

$$W_{II} = \frac{T_4 s + 1}{T_5 s + 1} \cdot \frac{1}{T_6 s + 1} \cdot \frac{1}{s}$$

Модель двигателя

$$W_{Дв} = e^{-T_7 s}$$

Модель регулятора скорости

$$W_{PC} = \frac{K \cdot (T_1 s + 1)}{T_2 s^2 + T_3 s + 1}$$

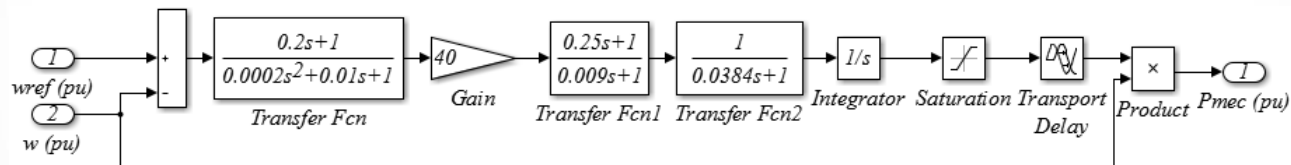


Рис.2. Схема модели дизельного двигателя с регулятором скорости в MATLAB

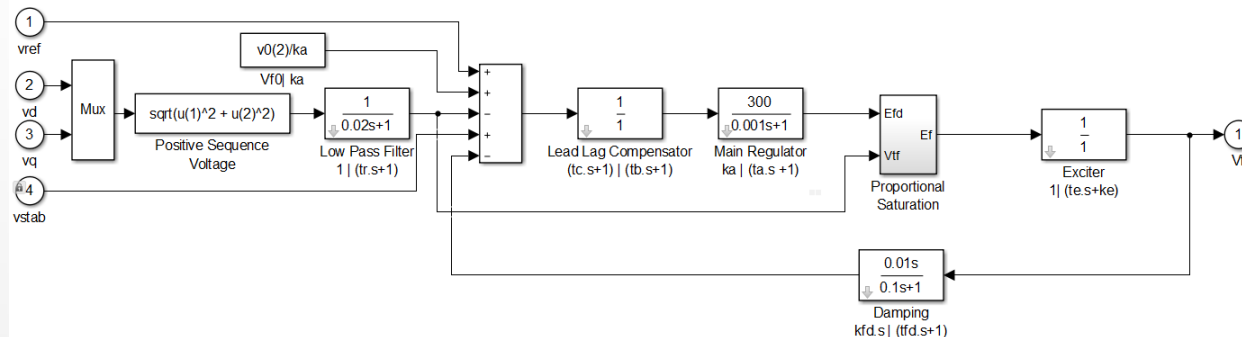


Рис.3. Схема модели системы возбуждения в MATLAB

1. Модели установок РГ с системами автоматического регулирования

3) Гидроэнергетическая установка (ГЭУ)

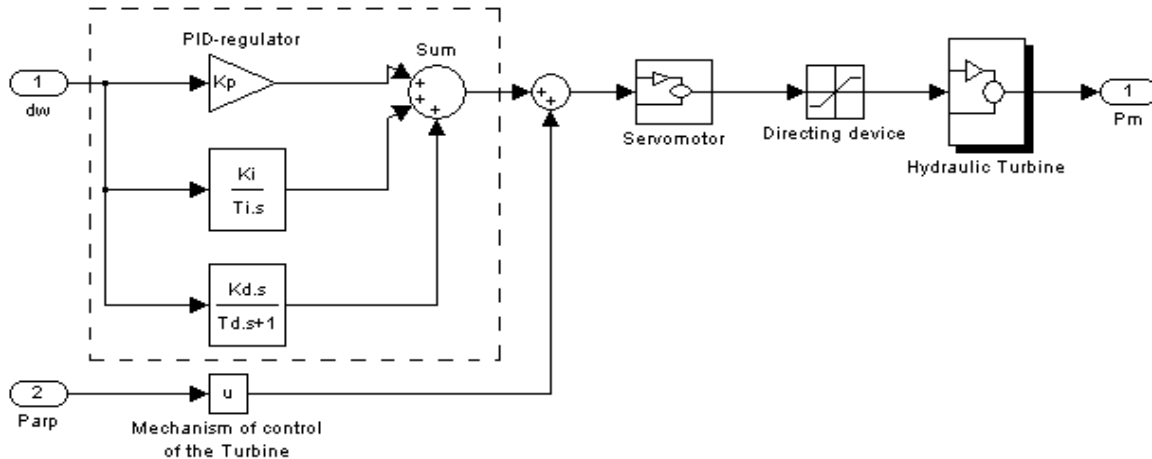


Рис.1. Структурная схема модели гидравлической турбины с APC в MATLAB

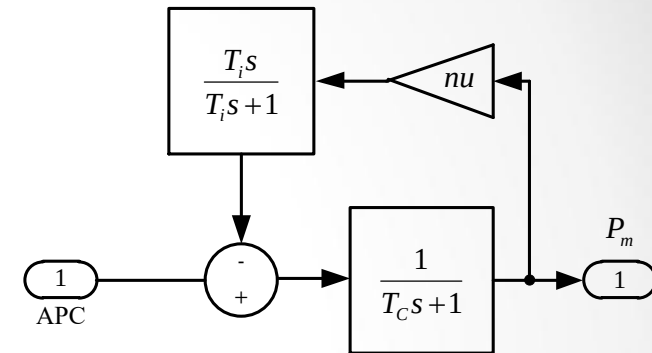


Рис.2. Структурная схема модели главного сервомотора гидротурбины в MATLAB

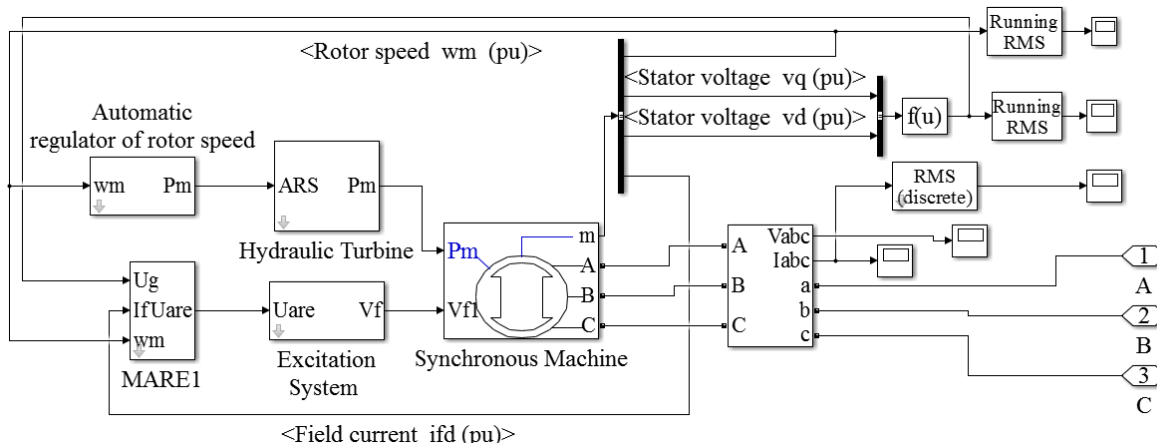


Рис.3. Схема модели микро-ГЭС в MATLAB

Модель гидротурбины:

$$W_T(s) = \frac{1 - a_{ycm} T_B s}{1 + 0,5 a_{ycm} T_B s}$$

T_B – постоянная времени гидротурбины

a_{ycm} – положение открытия направляющего аппарата

1. Модели установок РГ с системами автоматического регулирования

4) Газотурбинная установка (ГТУ)

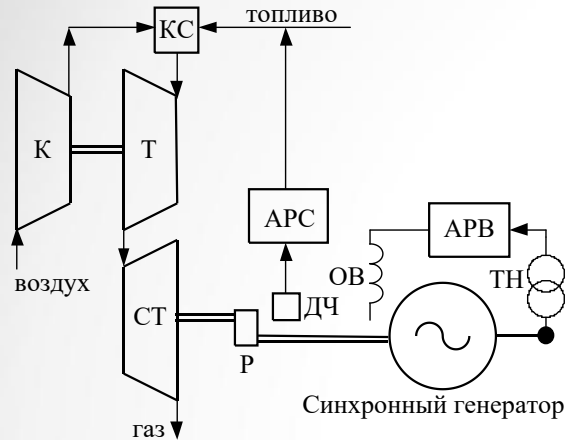


Рис.1. Структурная схема двухвальной ГТУ

5) Ветрогенераторная установка (ВГУ)

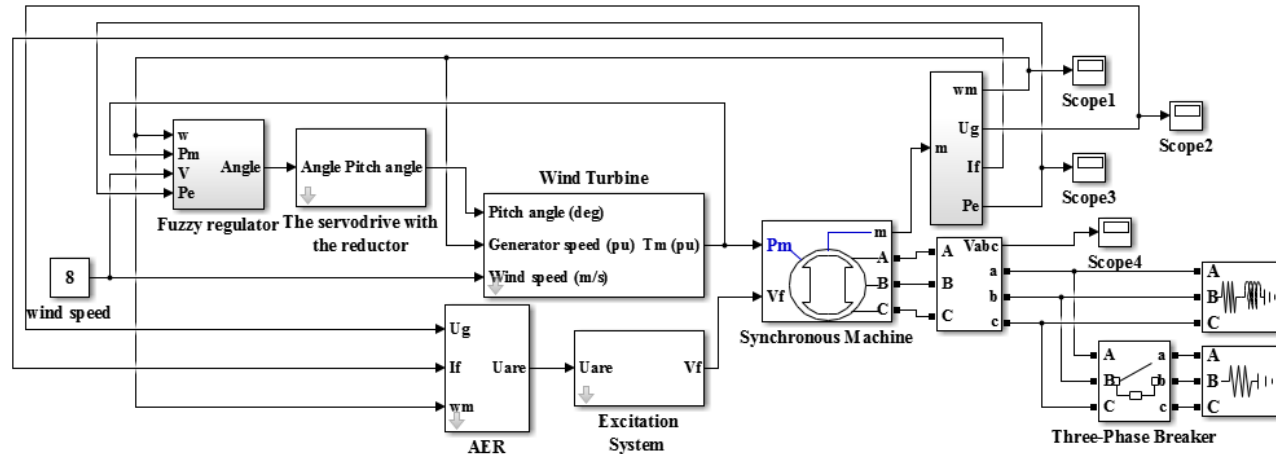


Рис. 3. Схема модели управляемой тихоходной горизонтально-осевой ВГУ в MATLAB

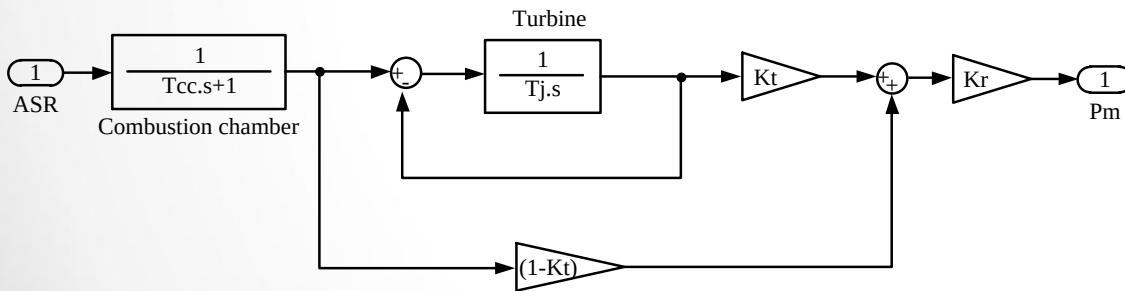


Рис.2. Схема модели двухвальной газовой турбины в Simulink

Уравнение характеристик ветротурбины

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

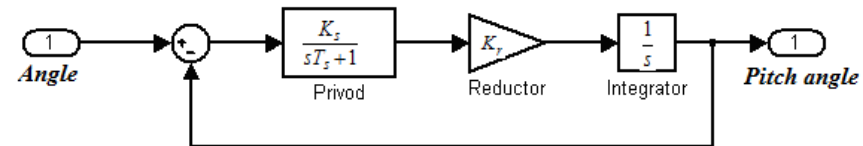


Рис.4. Схема модели механизма, обеспечивающего поворот лопастей ВГУ

1. Модели установок РГ с системами автоматического регулирования

б) Турбогенераторная установка на основе асинхронизированного генератора

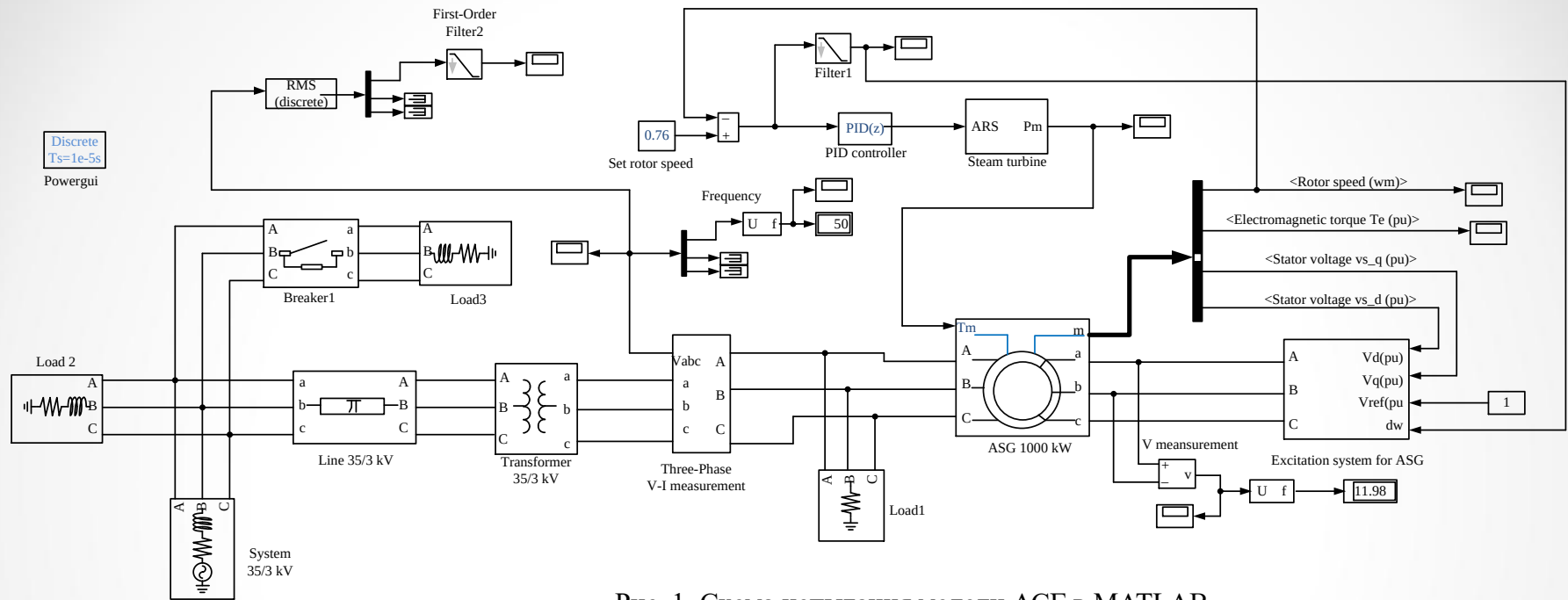


Рис. 1. Схема испытания модели АСГ в MATLAB

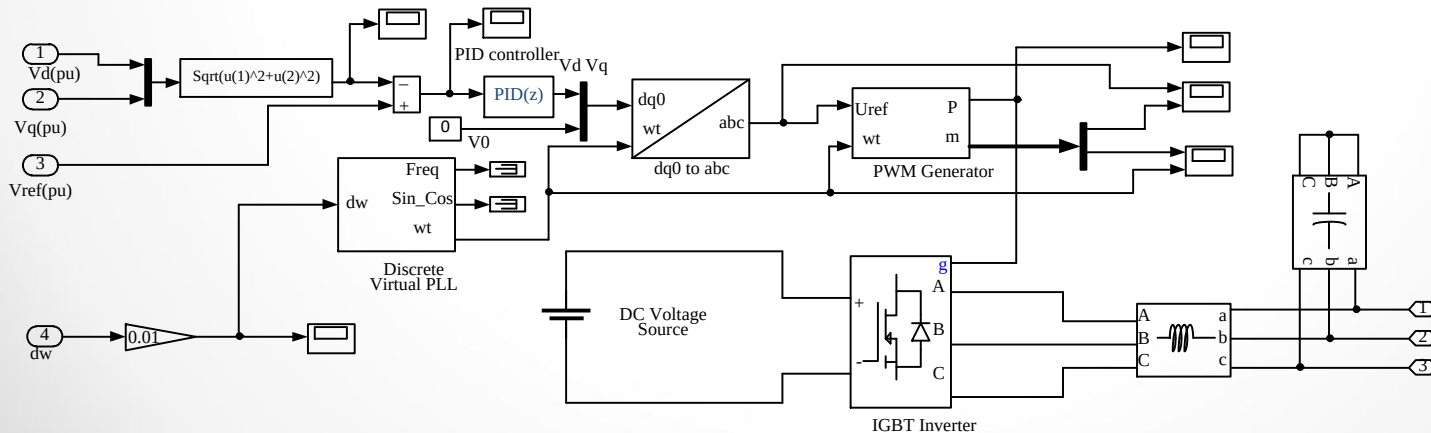


Рис. 2. Схема модели системы возбуждения АСГ в MATLAB

2. Метод пассивной идентификации моделей установок распределённой генерации

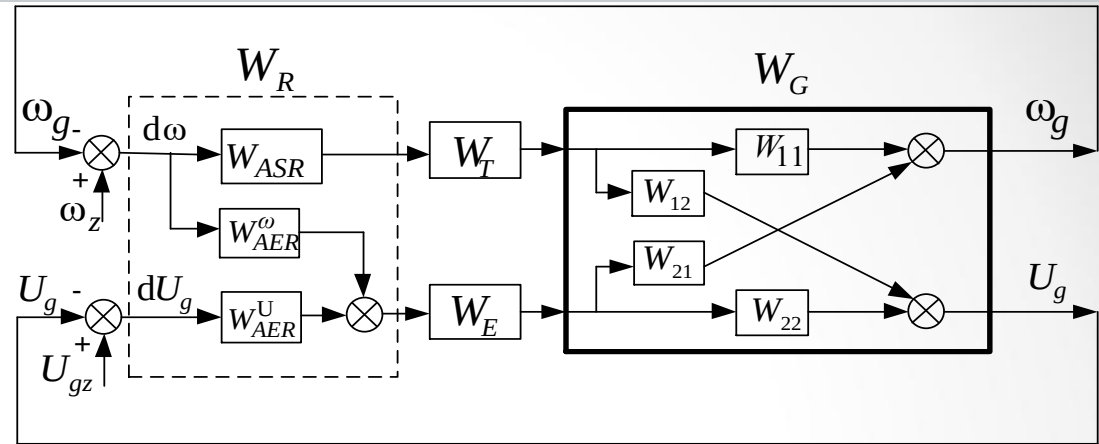
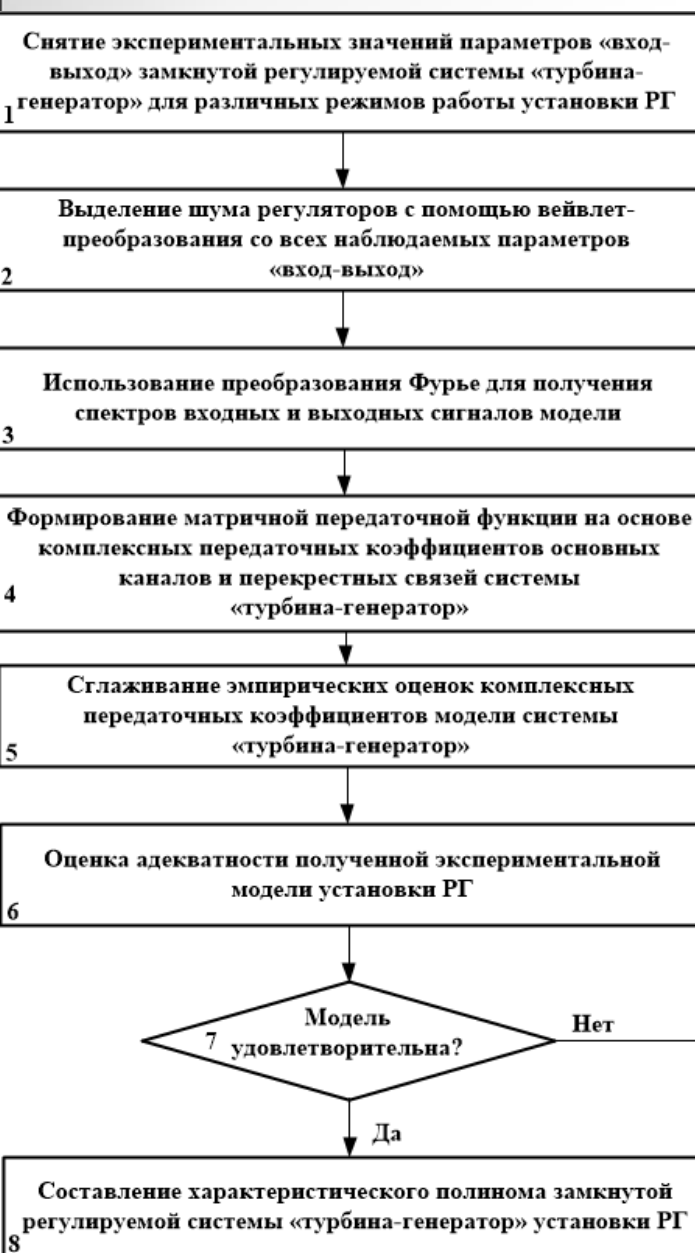


Рис. 2. Структурная схема регулируемой установки РГ

$$W_{ASR} = \left(k_p + \frac{k_i}{0,1j\omega} + \frac{k_d j\omega}{j\omega + 1} \right) \cdot \frac{1}{0,01j\omega + 1}$$

$$W_{AER}^\omega = \frac{1 + 0,5j\omega}{0,5j\omega} \cdot \left[\frac{2k_{0\omega}j\omega}{(2j\omega + 1)(0,02j\omega + 1)} + \frac{0,05k_{1\omega}j\omega}{0,05j\omega + 1} \right]$$

$$W_{AER}^U = \frac{1 + 0,5j\omega}{0,5j\omega} \cdot \left(k_{0u} - \frac{0,02k_{1u}j\omega}{0,06j\omega + 1} \right)$$

Преобразование Фурье:

$$F(j\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \cdot e^{-j\omega t} dt; \quad W(j\omega) = \frac{X(j\omega)}{Y(j\omega)}; \quad Y(j\omega) - \text{спектр входного сигнала}; \quad X(j\omega) - \text{спектр выходного сигнала}$$

Для анализа состоятельности экспериментальной модели используется функцию спектра квадрата когерентности и средняя квадратичная ошибка:

$$\gamma_{YU}^2(\omega) = \frac{|S_{YU}(j\omega)|^2}{S_Y(\omega)S_U(\omega)} \quad \varepsilon[W(j\omega)] = \frac{\sqrt{1 - \gamma_{YU}^2(\omega)}}{|\gamma_{YU}^2(\omega)| \cdot \varepsilon_0}$$

Рис. 1. Блок-схема алгоритма идентификации модели установки РГ

2. Метод пассивной идентификации моделей установок распределённой генерации

Вейвлет-преобразование: $W(s, \tau) = \frac{1}{\sqrt{s}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \cdot \psi\left(\frac{t-\tau}{s}\right) dt$

$f(t)$ – исходный сигнал; $\psi(t)$ – вейвлет, принятый за базисный;
 τ – сдвиг; s – масштаб; t – время

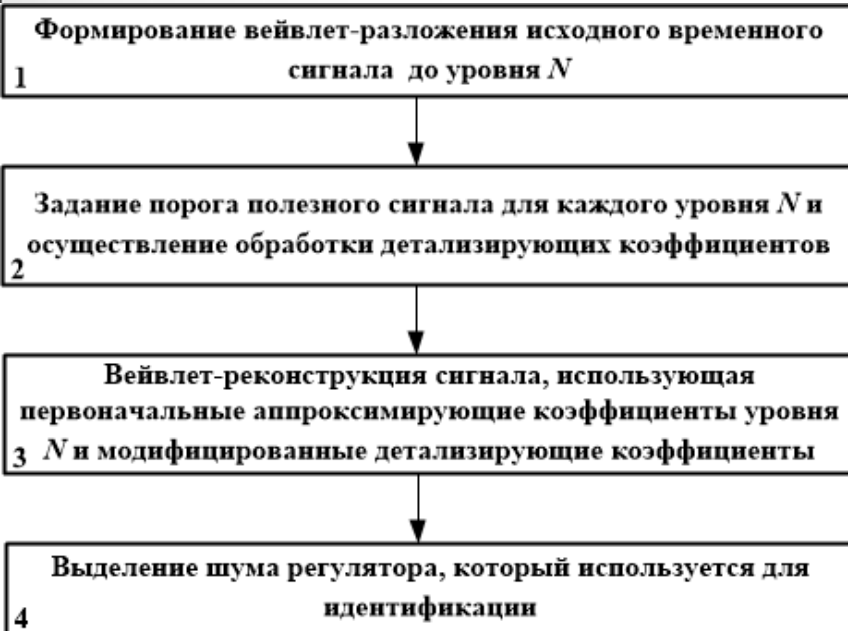
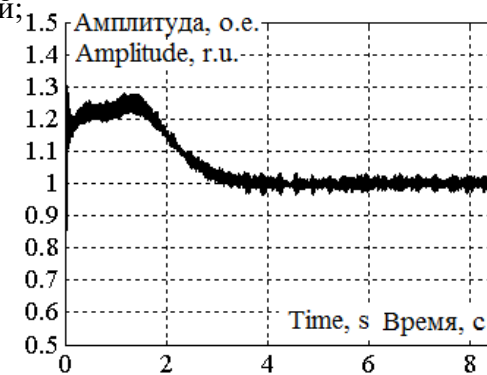
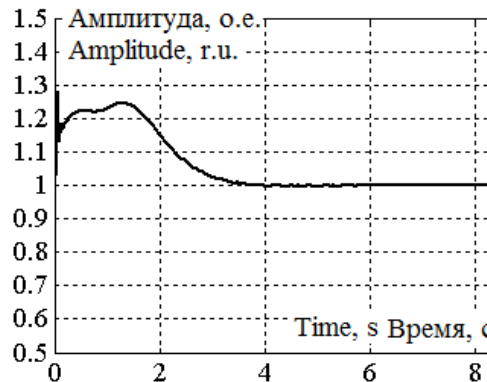


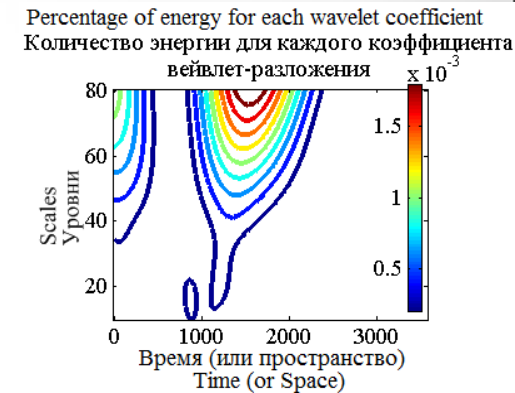
Рис.1. Блок-схема алгоритма выделения шума регуляторов



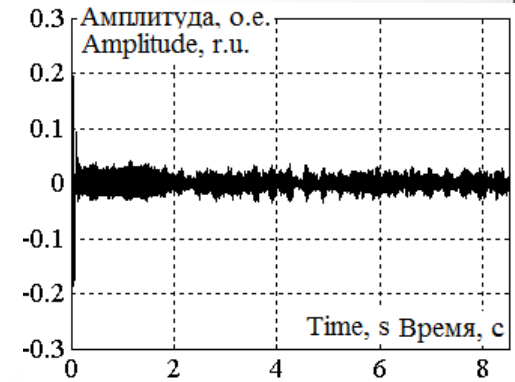
а)



в)



б)



г)

Рис.2. Результаты применения алгоритма выделения шума регулятора: а) исходный зашумленный сигнал регулятора; б) скейлингграмма сигнала регулятора; в) выделенный полезный сигнал; г) шум

2. Метод пассивной идентификации моделей установок распределённой генерации

Для отдельной установки РГ необходимо определить спектры шумов входных и выходных сигналов для двух различных нагрузочных режимов, и получить две системы уравнений, из которых определяются комплексные передаточные коэффициенты основных каналов W_{11} , W_{22} и перекрёстных связей W_{12} , W_{21} генератора:

режим 1:

$$\begin{cases} Y_1 = W_{11} \cdot U_1 + W_{12} \cdot U_2, \\ Y_2 = W_{21} \cdot U_1 + W_{22} \cdot U_2 \end{cases}$$

режим 2:

$$\begin{cases} Y'_1 = W_{11} \cdot U'_1 + W_{12} \cdot U'_2, \\ Y'_2 = W_{21} \cdot U'_1 + W_{22} \cdot U'_2 \end{cases}$$

матричная передаточная функция генератора:

$$W_{\Gamma} = \begin{vmatrix} W_{11} & W_{12} \\ W_{21} & W_{22} \end{vmatrix}$$

U_1 , U_2 – спектры шумов входных сигналов,

Y_1 , Y_2 – спектры шумов выходных сигналов

Используемая цифровая обработка сигналов на основе весовых окон:

$$W'(j\omega) = \frac{\sum_{i=1}^{\Omega} W_{\gamma}(\omega) \cdot |U(i\Delta\omega)|^2 \cdot W(i\Delta\omega)}{\sum_{i=1}^{\Omega} W_{\gamma}(\omega) \cdot |U(i\Delta\omega)|^2}$$

$$W(i\Delta\omega) = \frac{Y(i\Delta\omega)}{U(i\Delta\omega)} - \text{экспериментальный комплексный передаточный коэффициент, полученный при идентификации с помощью шума регуляторов}$$

$W_{\gamma}(\omega)$ – весовая функция или весовое окно

Характеристический полином замкнутой регулируемой установки РГ для конкретного режима работы:

$$D^M(j\omega) = \det[E + W_{об} \cdot W_p]$$

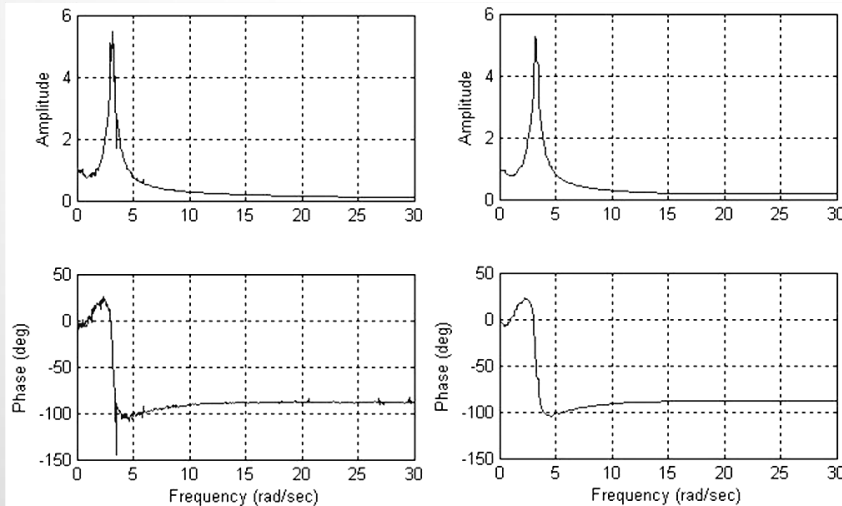


Рис. 1. АЧХ и ФЧХ тестовой передаточной функции

2. Метод пассивной идентификации моделей установок распределённой генерации

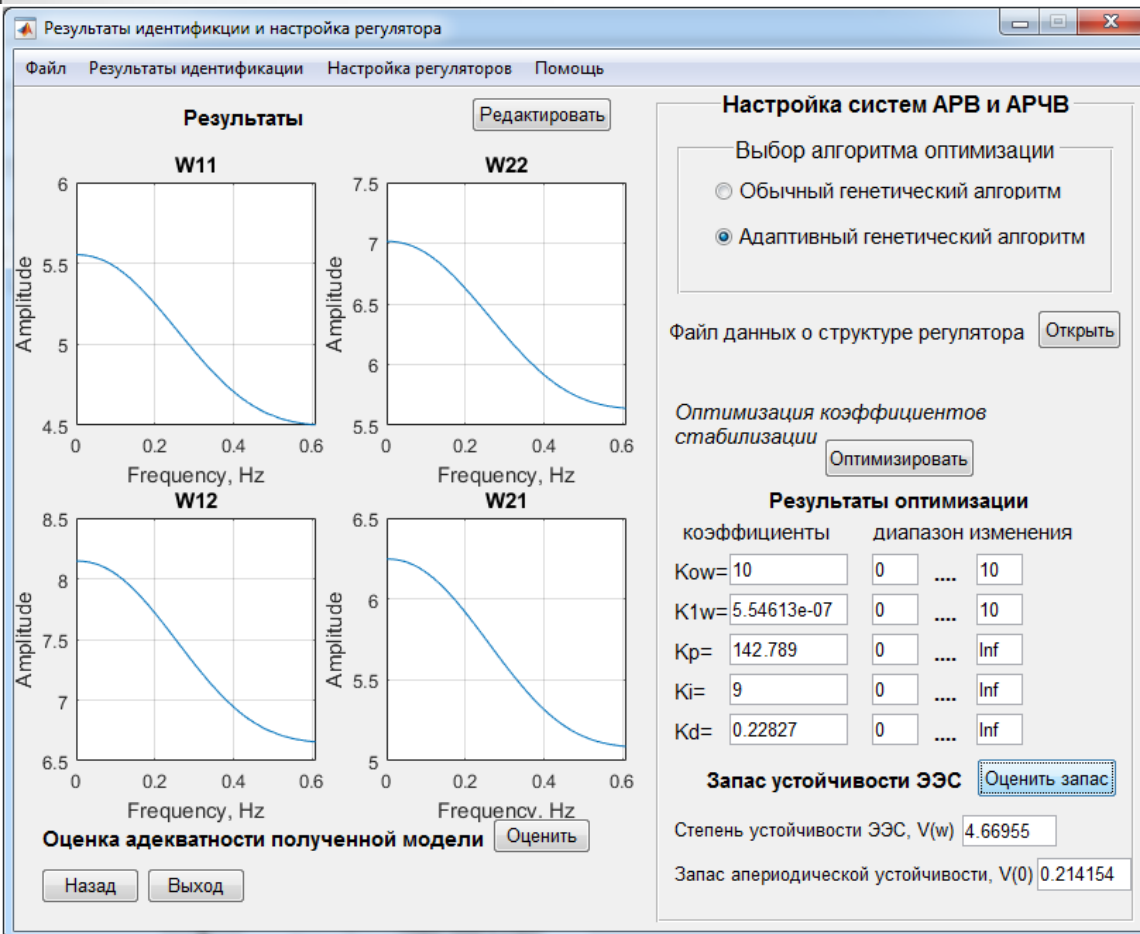


Рис. 1. Окно программного комплекса с результатами идентификации модели установки РГ

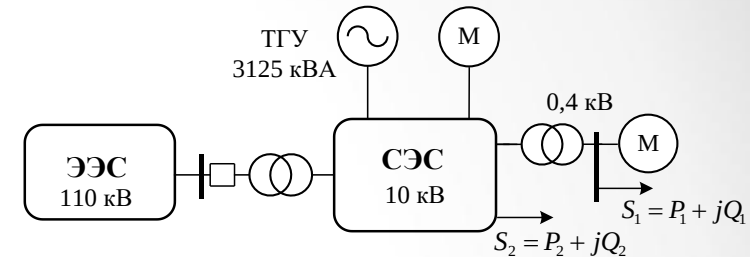
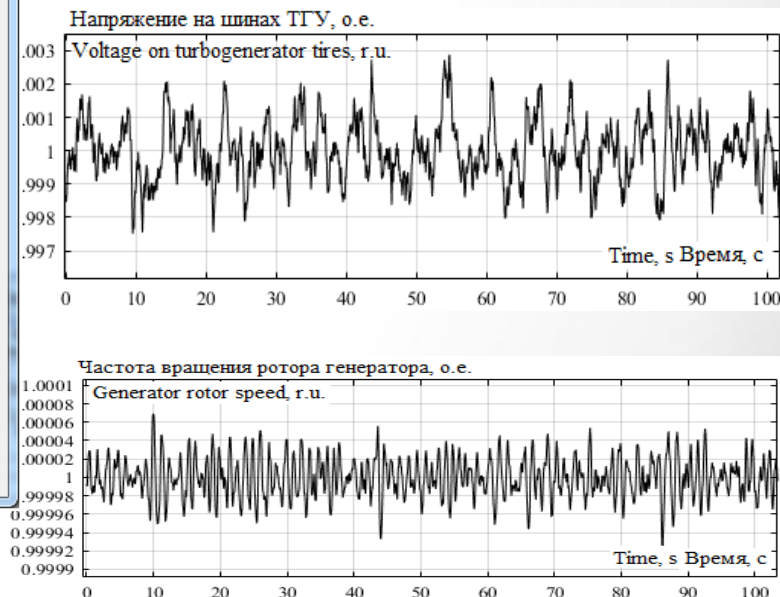


Рис. 2. Структурная схема исследуемой системы электроснабжения



3. Метод идентификации и построения моделей отдельных элементов установок РГ на основе ИНС и системы нечеткого логического вывода

Целью создания нечеткой модели является приближенное описание зависимости (аппроксимация некоторой функции) $Y=f(X)$.

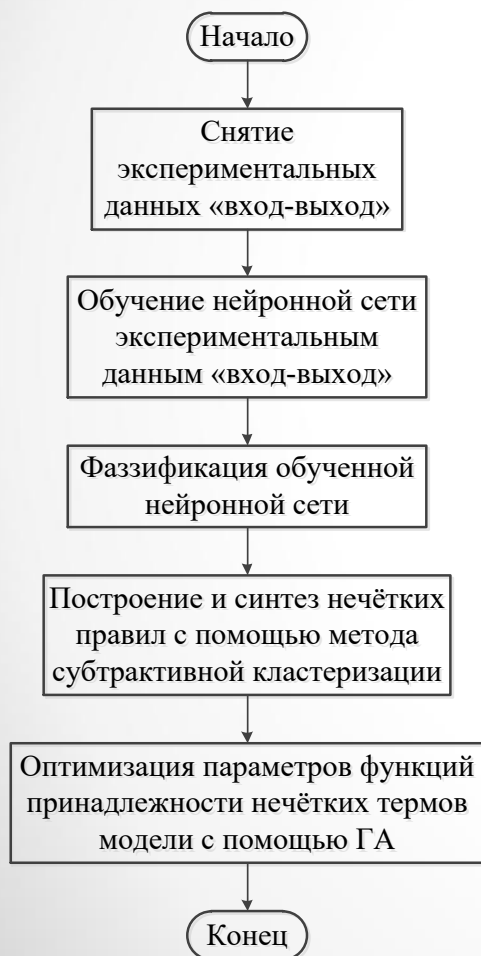


Рис.1. Блок-схема алгоритма нечёткой нейросетевой идентификации

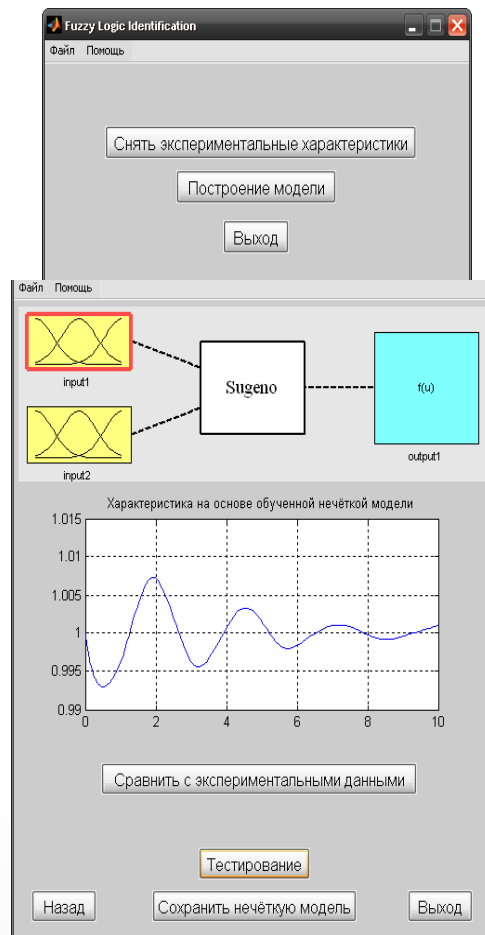


Рис.2. Основные окна программы FLY

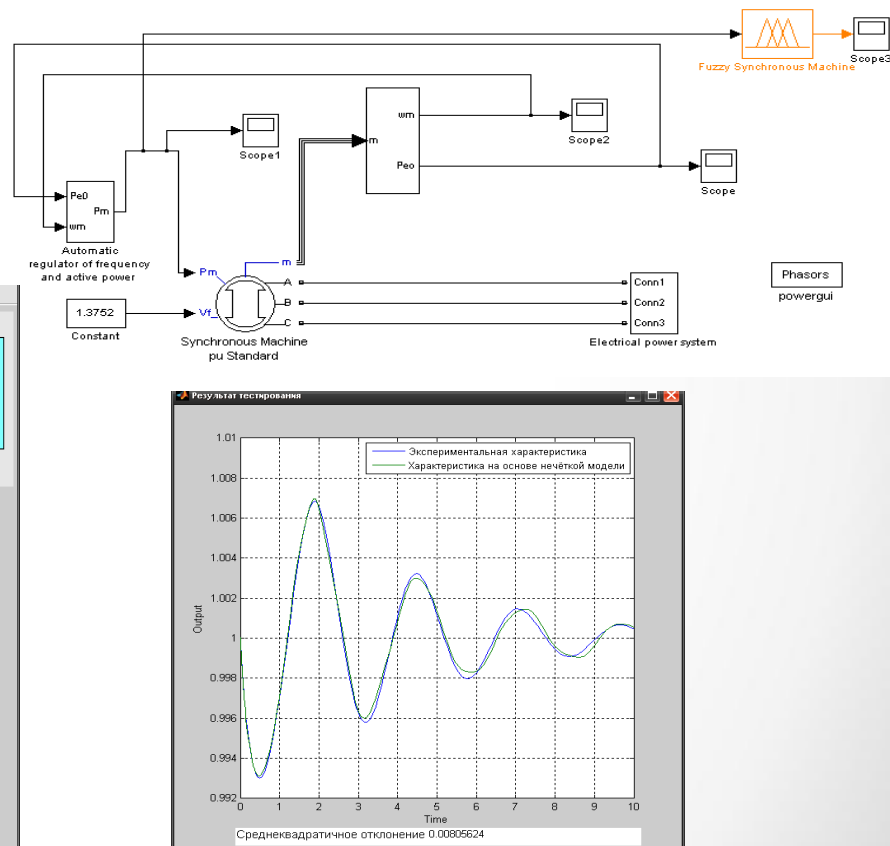


Рис.3. Результаты тестирования построенной нечёткой нейросетевой модели синхронного генератора

4. Метод построения цифрового двойника установки распределенной генерации

Используются иерархические системы нечеткого логического вывода

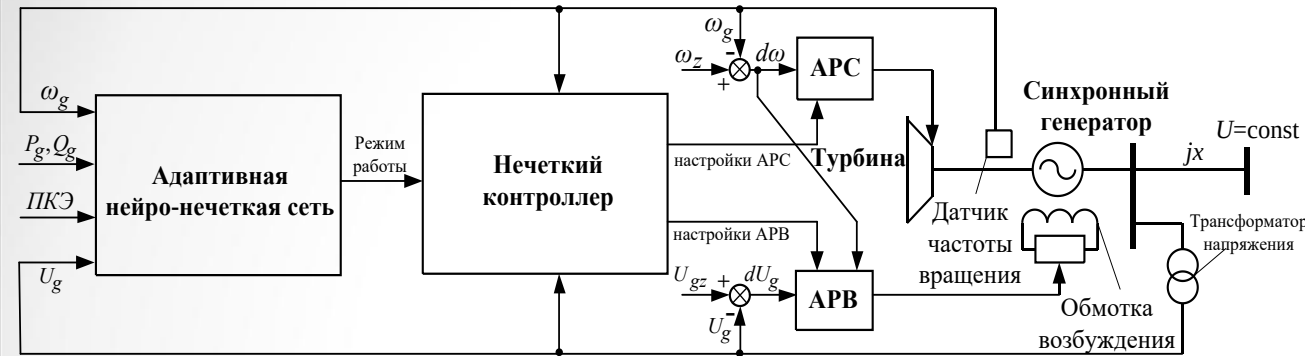


Рис. 1. Структурная схема адаптивной системы управления APB и APC установки РГ

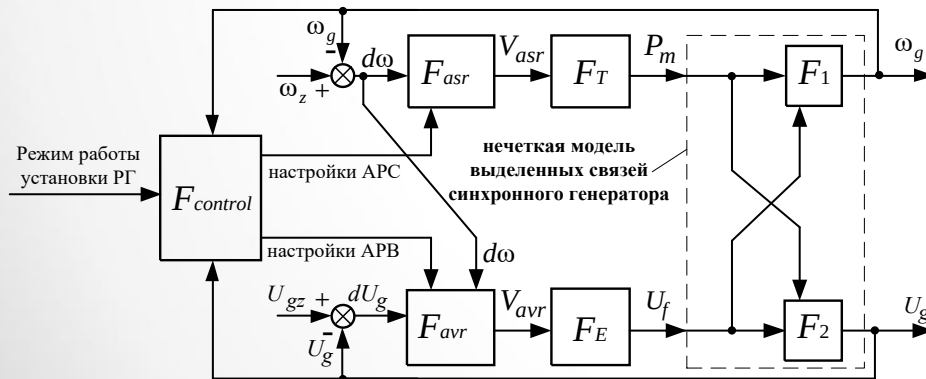


Рис. 2. Структура цифрового двойника установки РГ

Нечеткая модель:

$$F = (X_n, Y_n, C)$$



Рис.3. Блок-схема алгоритма оптимизации функций принадлежности нечеткой модели

4. Метод построения цифрового двойника установки распределенной генерации

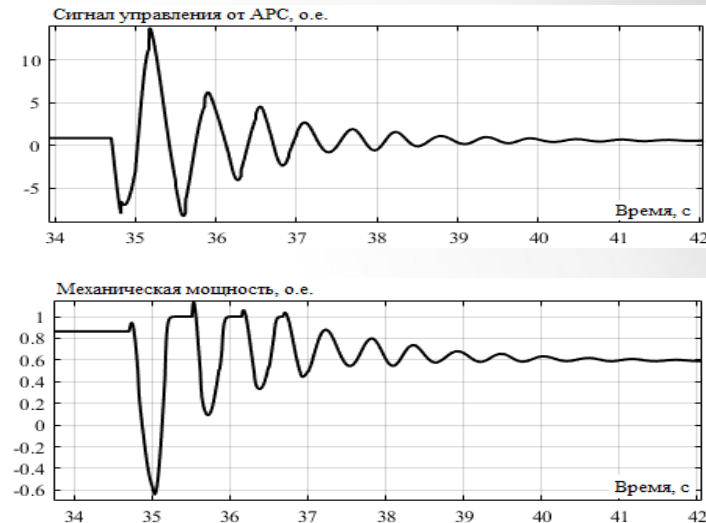
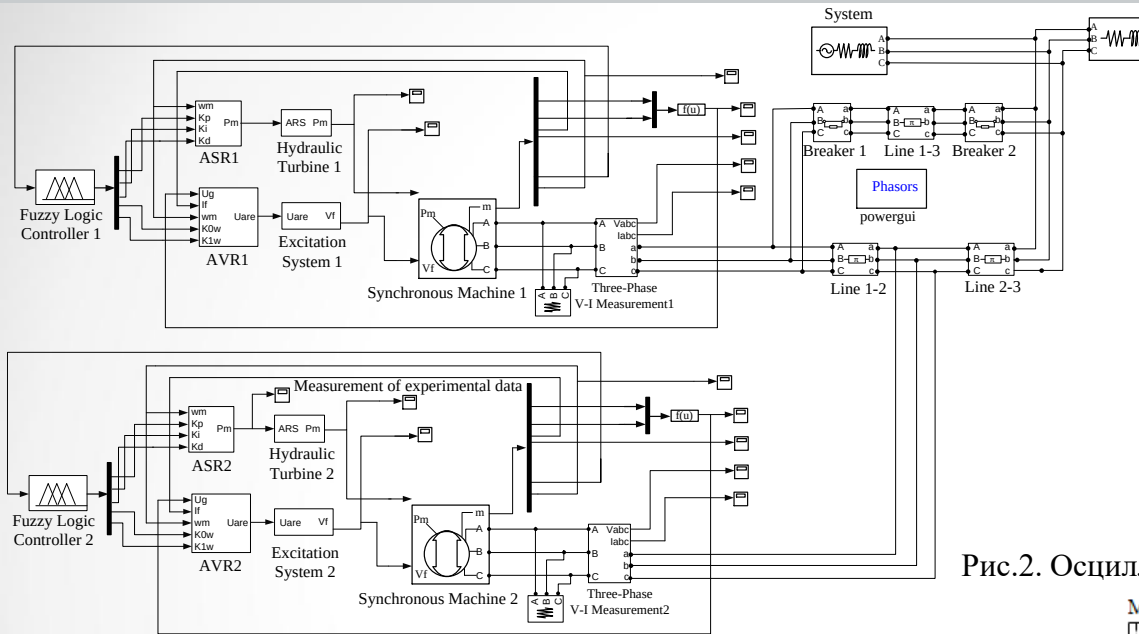


Рис.2. Осциллограммы измеренных входных и выходных сигналов

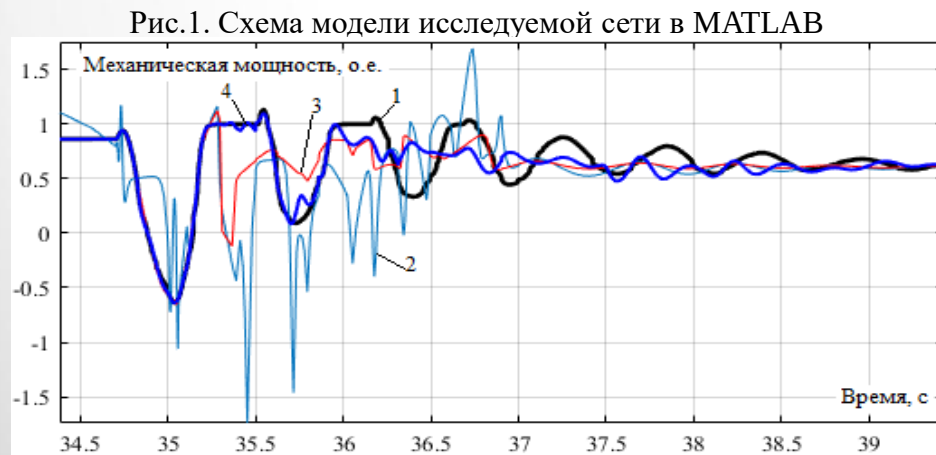
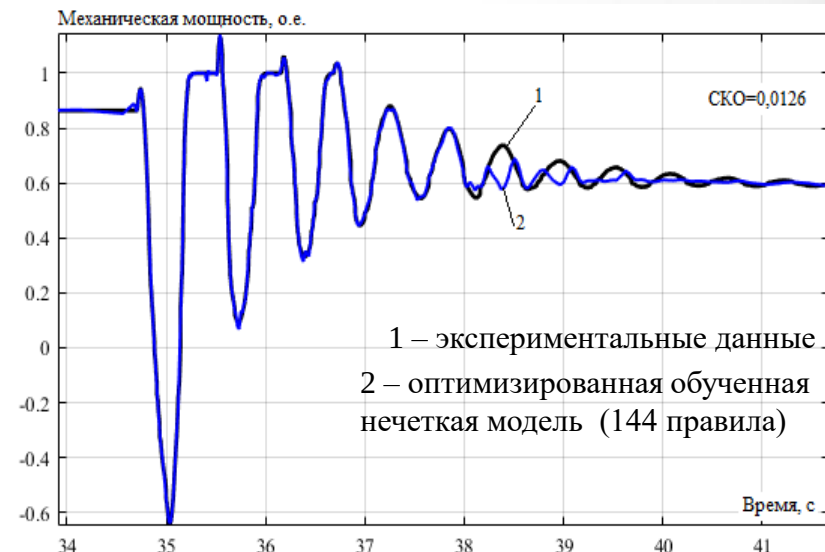


Рис. 3. Результаты сравнения экспериментальных данных и отклика нечеткой модели:



1 – экспериментальные данные
2 – оптимизированная обученная нечеткая модель (144 правила)

4. Метод построения цифрового двойника установки распределенной генерации

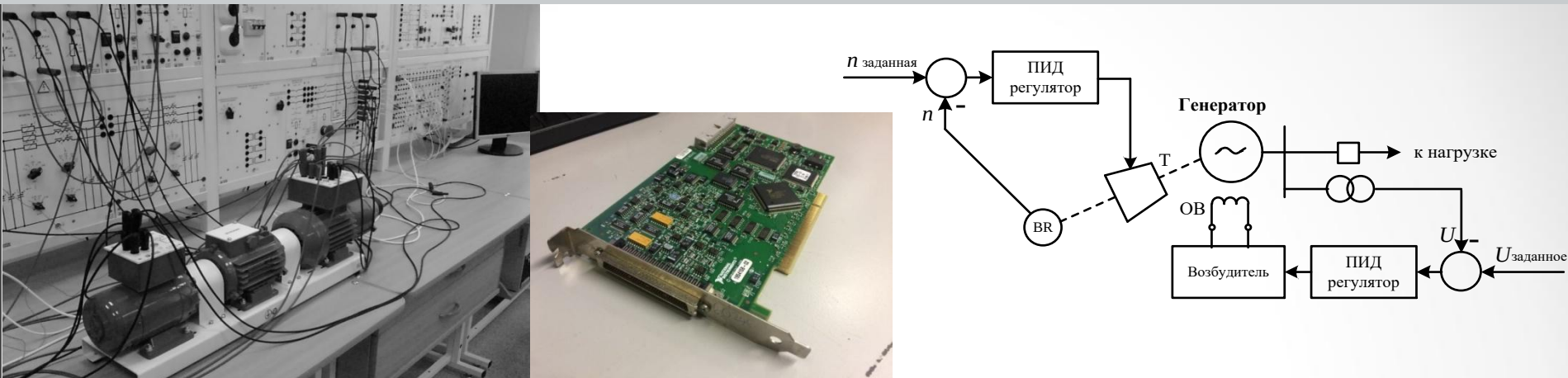


Рис. 1. Фото и функциональная схема физической модели установки РГ

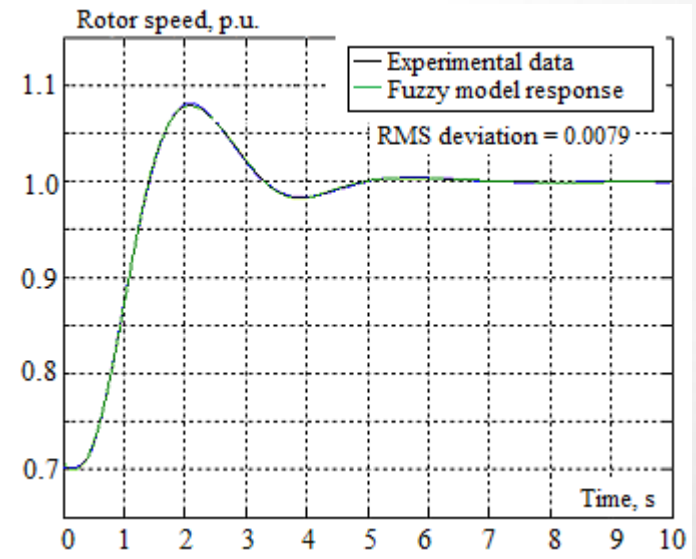
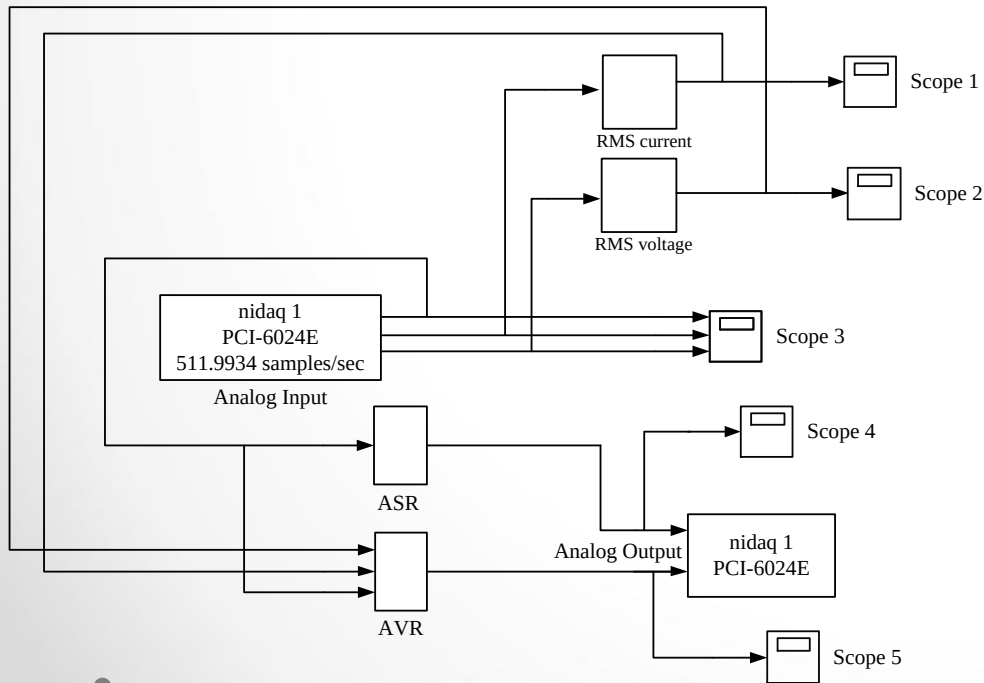


Рис.3. Результаты сравнения нечеткой модели (25 правил) с экспериментальными данными

Рис. 2. Схема Simulink для управления физической моделью установки РГ

5. Влияние несимметричной и нелинейной нагрузки на установки распределенной генерации

1. Исследование влияния несимметричной нагрузки на работу синхронного генератора малой мощности

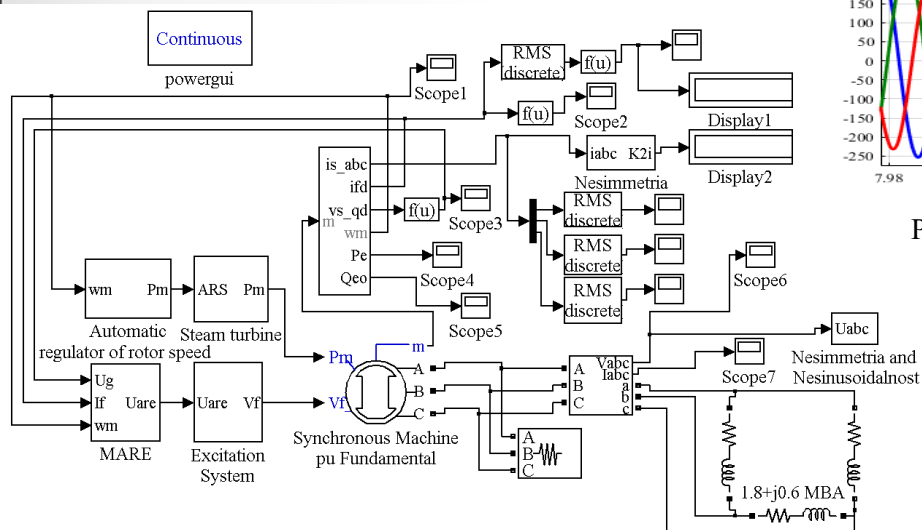


Рис. 1. Схема модели генератора, работающего на несимметричную нагрузку в MATLAB

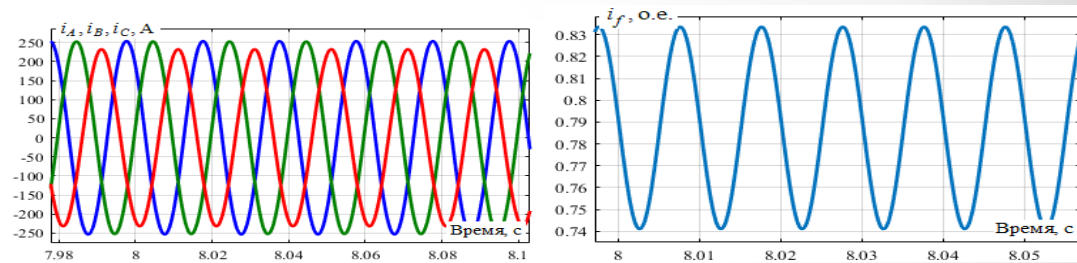


Рис. 2. Осциллограммы токов статора и ротора генератора при $k_{2I}=11,96\%$

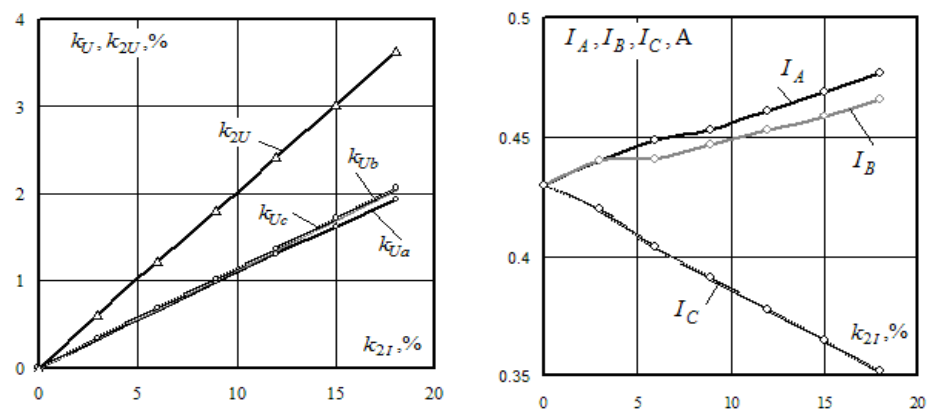
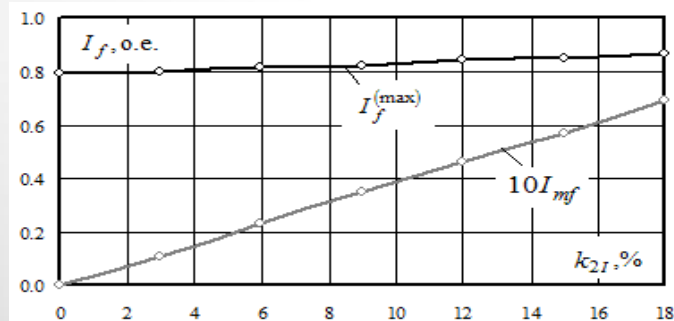


Рис. 3. Зависимость параметров режима генератора от коэффициента несимметрии токов

Рост коэффициента k_{2I} сопровождается увеличением токов в отдельных фазах, уровнем несимметрии напряжений на зажимах СГ, а также появлением гармонических искажений. Эти обстоятельства необходимо учитывать при эксплуатации установок РГ в условиях пониженного качества электроэнергии.

Рис. 4. Зависимость тока возбуждения генератора от коэффициента несимметрии токов



5. Влияние несимметричной и нелинейной нагрузки на установки распределенной генерации

1. Исследование влияния несимметричной нагрузки на работу синхронного генератора малой мощности

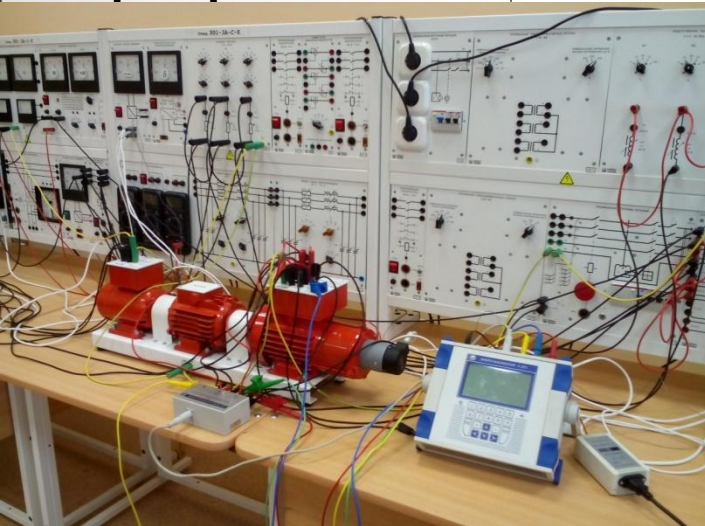


Рис.1. Снимок исследуемой физической модели

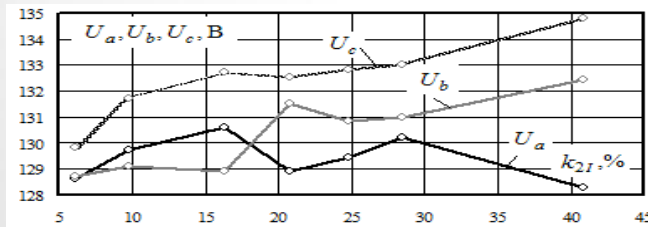


Рис. 3. Зависимость параметров режима генератора от коэффициента несимметрии токов

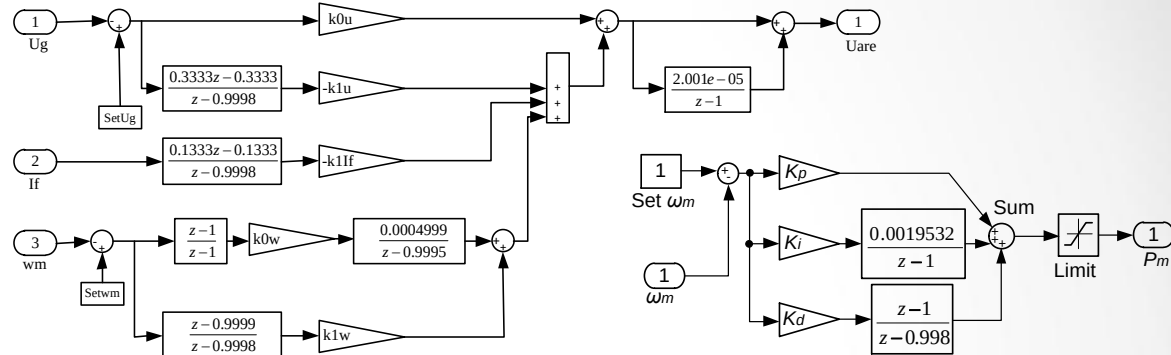
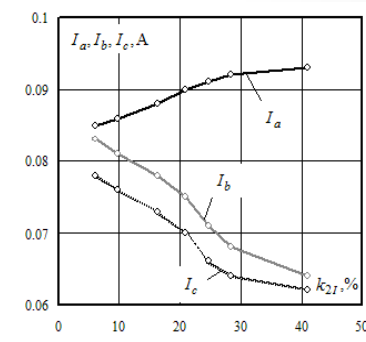
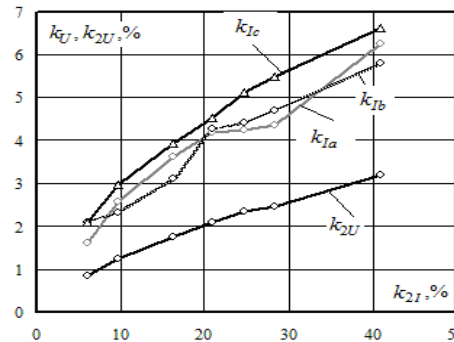


Рис. 2. Схемы моделей цифровых AVR и AРС экспериментальной установки



1. При работе СГ на несимметричную нагрузку появляется заметный ток обратной последовательности. Генератор начинает генерировать в сеть высшие гармоники, что приводит к дополнительным нагревам.

2. Среднее значение тока возбуждения генератора, работающего на несимметричную нагрузку, практически не изменяется, но в обмотке возбуждения наводится ток частотой 100 Гц, амплитуда которого линейно возрастает при увеличении несимметрии нагрузки. Поэтому, ток возбуждения и нагрузку генератора необходимо ограничивать.

3. Ограничение мощности генератора, работающего на несимметричную нагрузку, может быть определено по разности токов в фазах, которая не должна превышать 12 % от номинального тока.

5. Влияние несимметричной и нелинейной нагрузки на установки распределенной генерации

2. Исследование влияния нелинейной нагрузки на работу синхронного генератора малой мощности

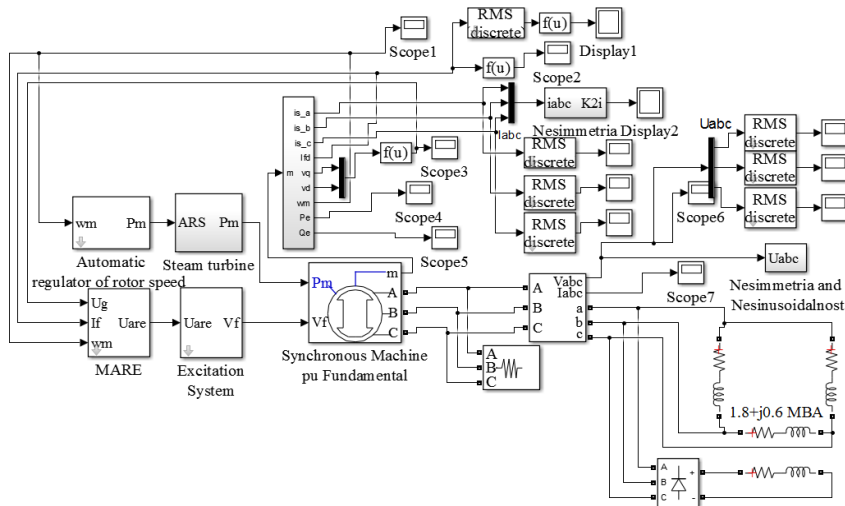


Рис. 1. Схема модели турбогенератора, работающего на симметричную и нелинейную нагрузку в MATLAB

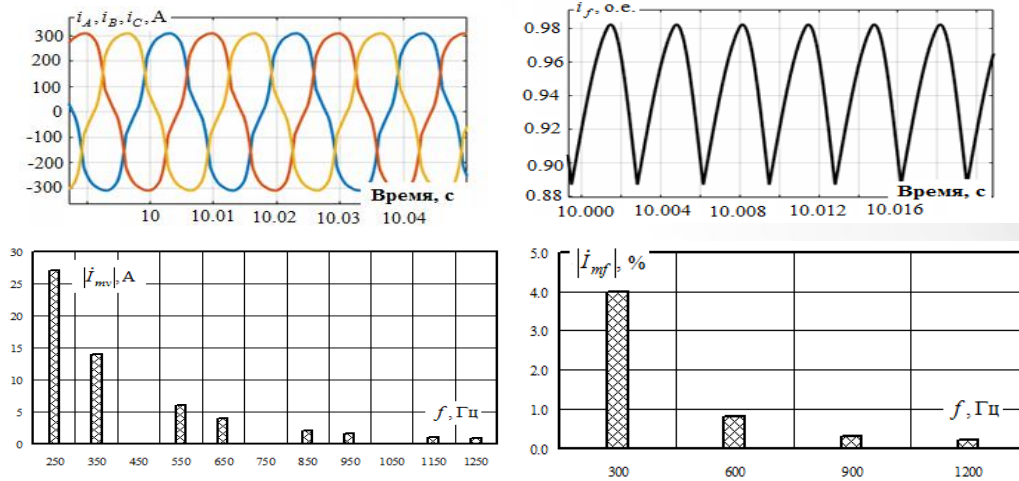


Рис. 2. Осциллограммы токов статора и ротора генератора и их гармонический состав при $k_{Ua}=15,6\%$

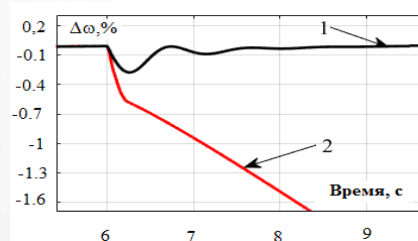


Рис. 4. Отклонение скорости ротора турбогенератора при подключении дополнительной нагрузки: 1 – линейная нагрузка; 2 – нелинейная нагрузка

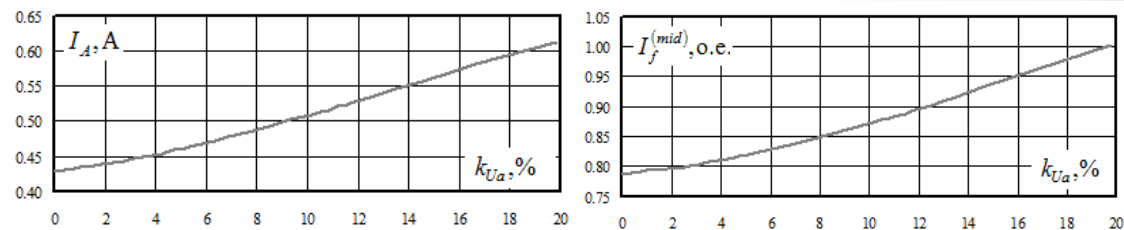


Рис. 3. Зависимость тока статора (а) и ротора (б) генератора от искажения синусоидальности кривой напряжения

При увеличении гармонических искажений тока нагрузки имеют место следующие эффекты:

1. Значительно повышаются токи статора и ротора генератора. Это обстоятельство связано с неправильной работой АРВ в таких условиях, что требует применения в АРВ фильтров гармоник и ограничения тока возбуждения.

2. Повышается амплитуда вынужденных колебаний тока возбуждения генератора частотой, кратной 300 Гц. Возникают дополнительные механические колебания ротора с частотой 300 Гц, что может привести к потере устойчивости.

5. Влияние несимметричной и нелинейной нагрузки на установки распределенной генерации

3. Исследование совместного воздействия несимметричной и нелинейной нагрузки на работу синхронного генератора малой мощности

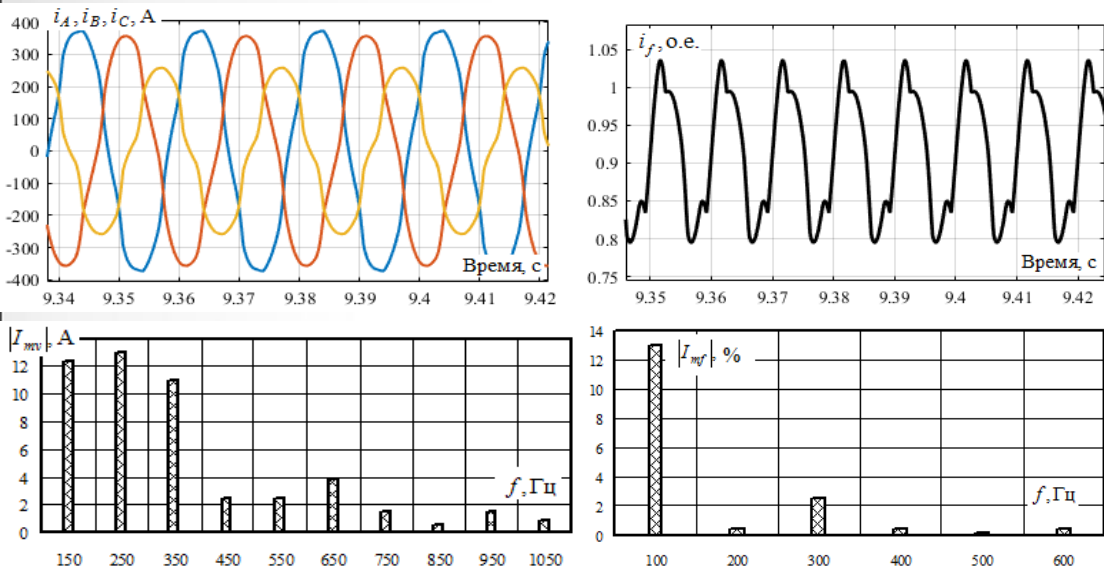


Рис. 1. Осциллограммы токов статора и ротора генератора и их гармонический состав при $k_{Ua}=10,3\%$ и $k_{2U}=5,8\%$

В условиях работы установок РГ на нелинейную и несимметричную нагрузку необходимо принятие специальных мер для защиты генерирующего оборудования: использование вставок постоянного тока, применение фильтров гармоник, установка защиты генераторов по току обратной последовательности, использование автоматики ограничения тока возбуждения генераторов и др.

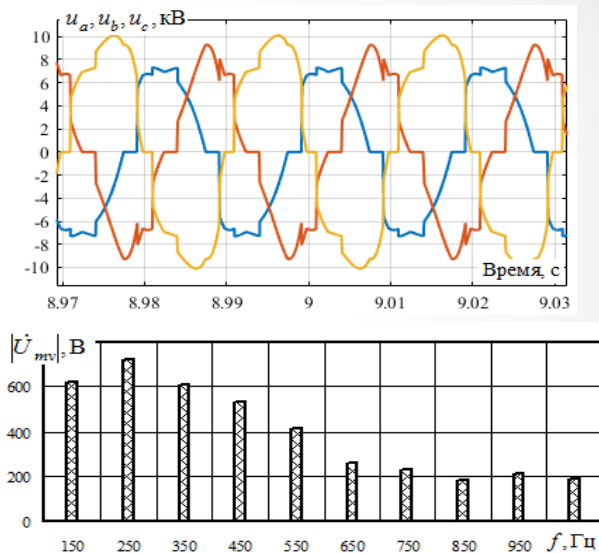


Рис. 2. Осциллограмма напряжений статора генератора и его гармонический состав при питании нелинейной несимметричной нагрузки

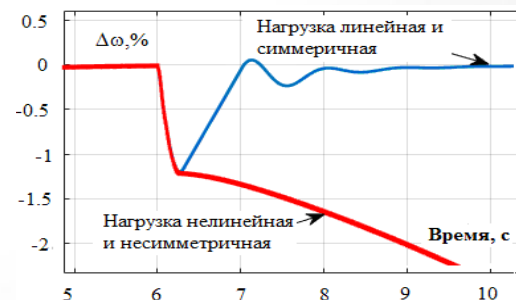


Рис.3. Отклонение скорости ротора генератора при подключении дополнительной нагрузки

6. Применение в СЭС с пониженным качеством электроэнергии управляемых вставок постоянного тока

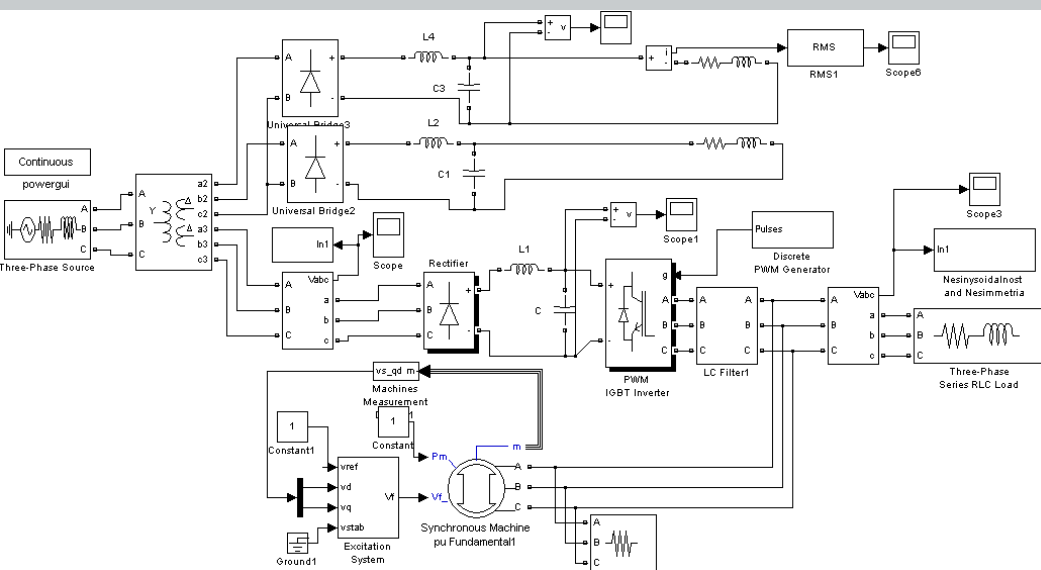


Рис. 1. Схема модели

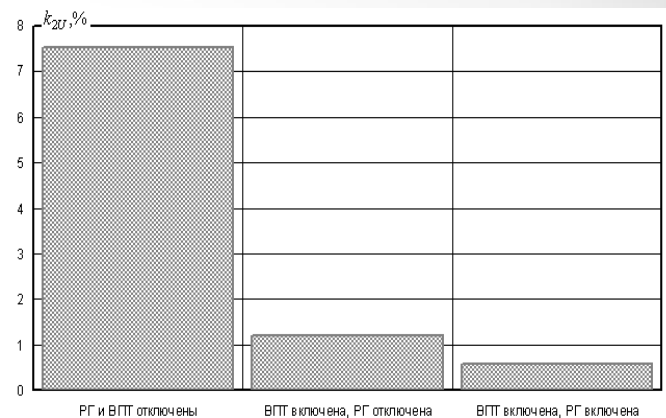


Рис. 3. Коэффициенты несимметрии по обратной последовательности

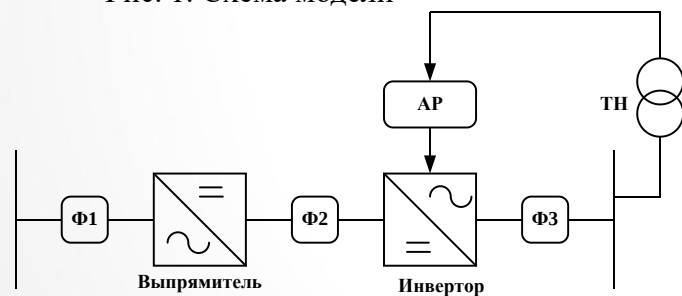


Рис. 2. Схема управляемой ВПТ

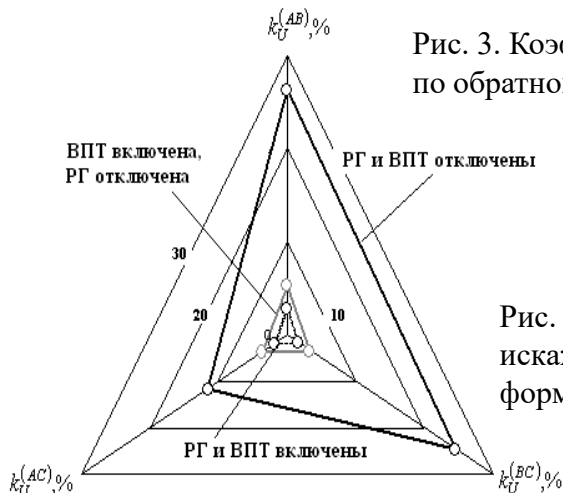


Рис. 4. Коэффициенты искажения синусоидальности формы кривой напряжения

1. Из-за наличия нелинейной однофазной тяговой нагрузки в сети 6 кВ, питающейся от ТП, имеет место существенная несимметрия и несинусоидальность.
2. Применение вставки постоянного тока, т.е. выделение потребителей в сетевой кластер, позволяет эффективно решить проблему улучшения качества ЭЭ.
3. Использование установок РГ позволяет также улучшить показатели качества ЭЭ по несимметрии и несинусоидальности.

7. Применение энергорouters в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии

Энергетический роутер (энергорouter) выполняет следующие функции:

- управляет потоками электроэнергии;
- осуществляет обмен информацией;
- интегрирует малую генерацию в СЭС.

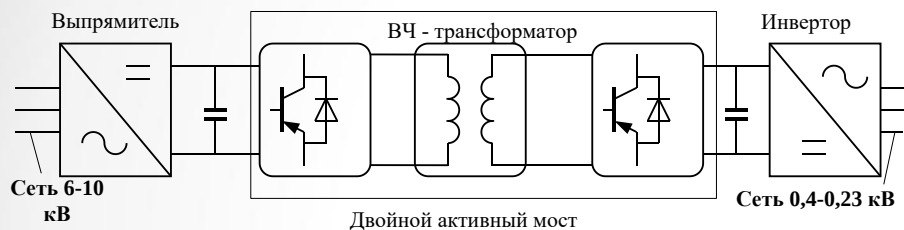


Рис.1. Схема энергорoutера, построенного на основе твердотельного трансформатора

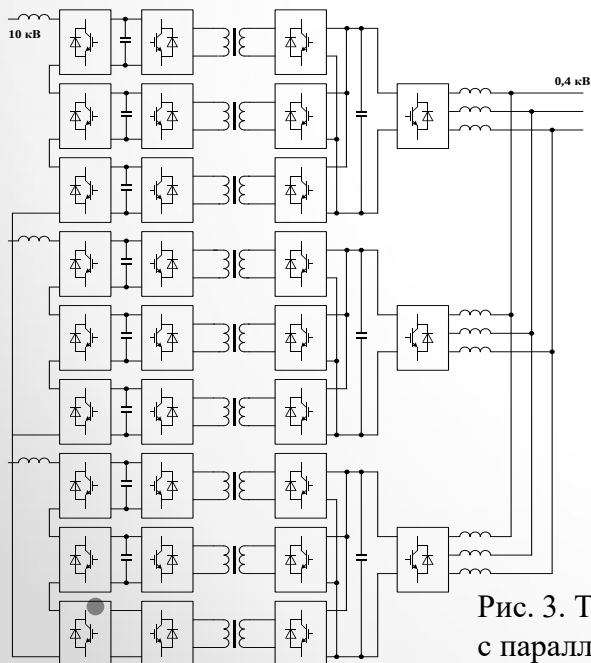


Рис. 3. Трехфазный твердотельный трансформатор с параллельными ветвями

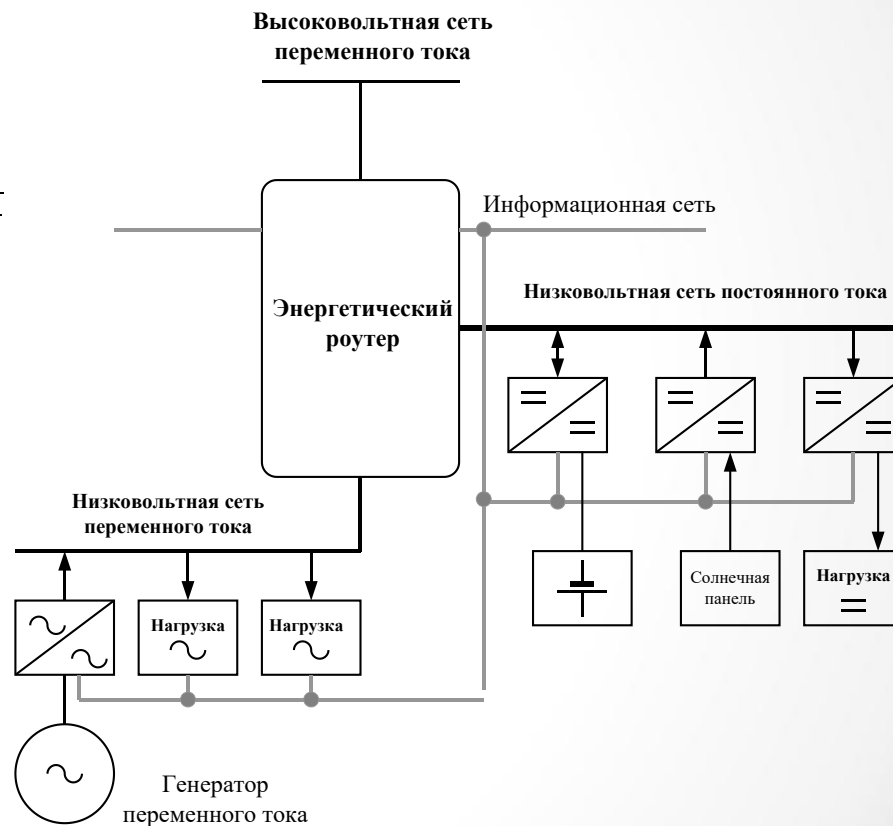


Рис.2. Схема СЭС с энергетическим роутером

7. Применение энергоустройств в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии

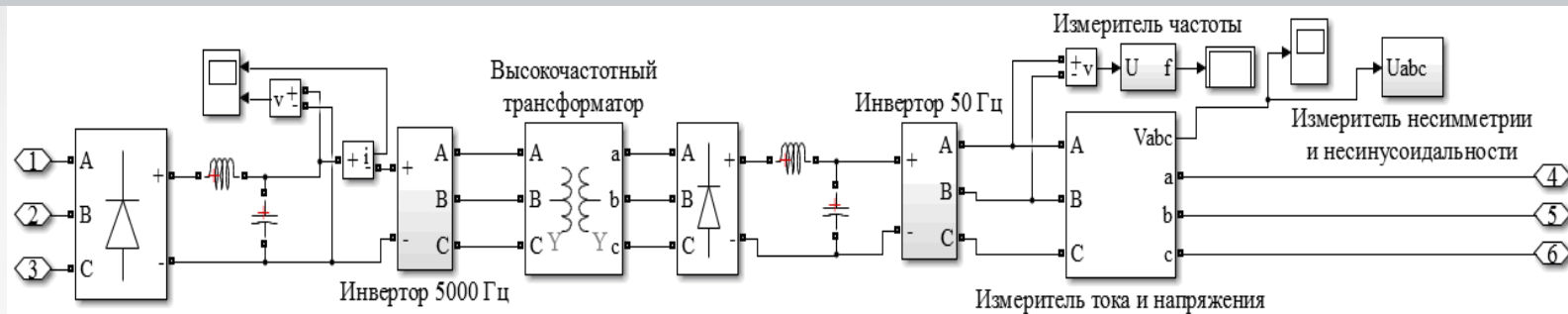


Рис.1. Схема модели энергоустройства с трехфазным трансформатором в MATLAB

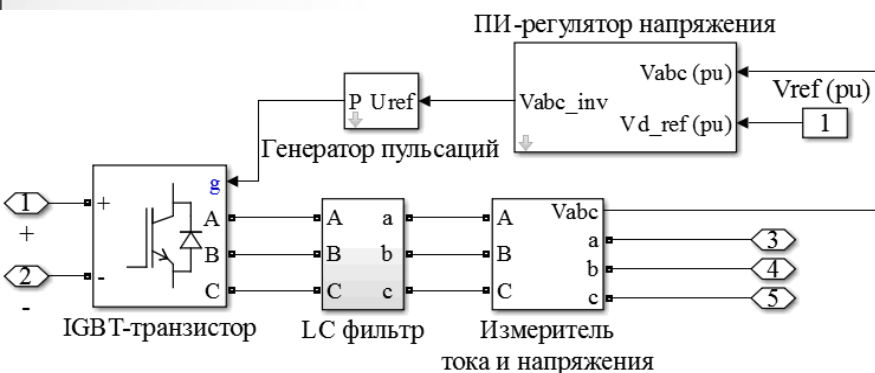


Рис.2. Схема модели инвертора с ПИ-регулятором напряжения

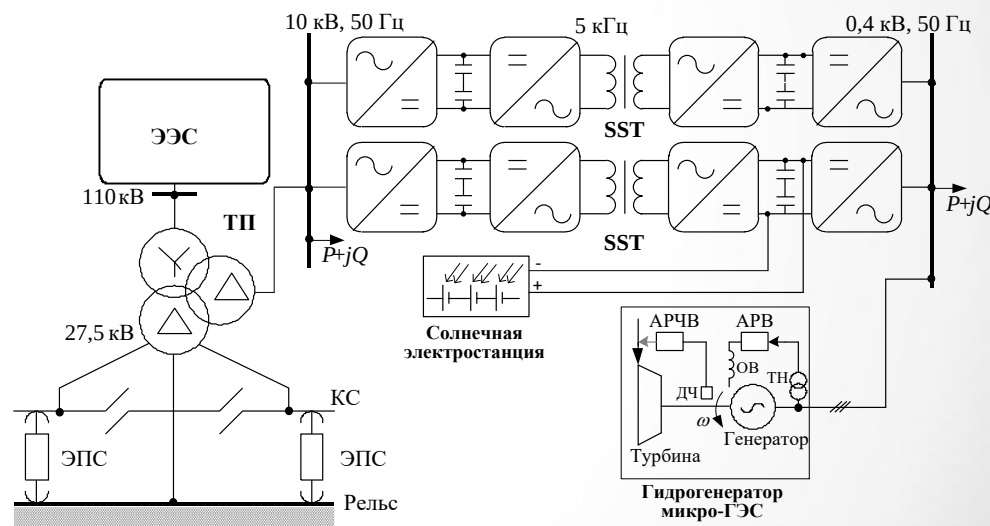


Рис. 3. Фрагмент системы электроснабжения железной дороги с энергоустройством

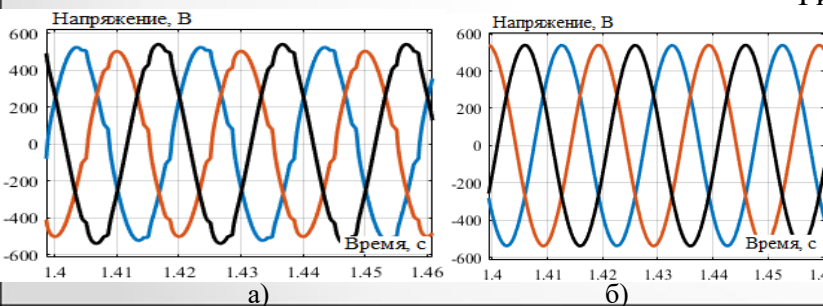


Рис.4. Осциллограммы напряжений на шинах 0,4 кВ нетяговых потребителей:

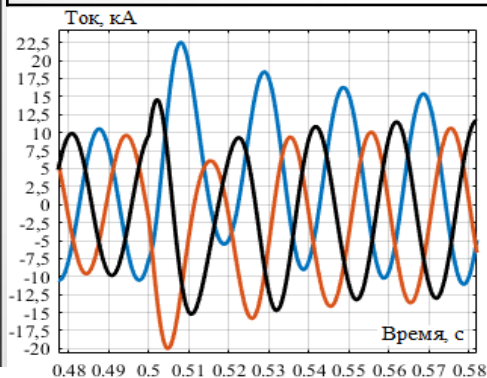
а) трансформатор: $k_{Uab} = 4,6\%$, $k_{Ubc} = 4,7\%$, $k_{Uca} = 3,4\%$, $k_{2U} = 4,6\%$;

б) энергоустройство: $k_{Uab} = k_{Ubc} = k_{Uca} = 0,3\%$, $k_{2U} = 0,05\%$

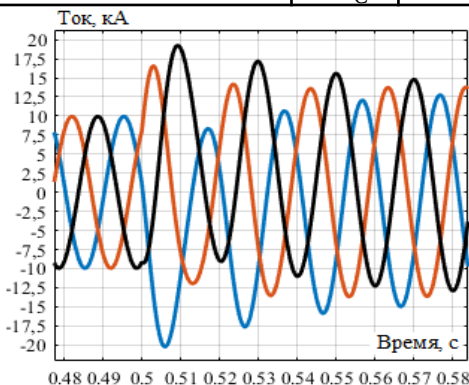
7. Применение энергорутеров в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии

Токи КЗ на шинах 0,4 кВ

Режим работы системы электроснабжения	Вид КЗ		Однофазное КЗ	Двухфазное КЗ на землю	Трехфазное КЗ
1. Использование традиционных трансформаторов 10 / 0,4 кВ	Ударный ток, кА	i_A	17,94	23,52	22,51
		i_B	11,34	18,02	19,99
		i_C	9,61	9,86	15,22
	Периодический ток в начальный момент времени (действующее значение), кА	I_A	12,04	13,55	13,29
		I_B	7,69	10,6	11,4
		I_C	6,83	6,9	10,47
2. Использование энергорутеров	Ударный ток, кА	i_A	14,71	19,88	20,25
		i_B	11,14	16,13	19,23
		i_C	7,85	9,97	16,55
	Периодический ток в начальный момент времени (действующее значение), кА	I_A	11,25	12,12	9,77
		I_B	7,9	7,08	9,76
		I_C	5,43	7,05	9,75



а) трансформатор



б) энергорутер

Рис. 1. Осциллограммы мгновенных значений токов на шинах 0,4 кВ при трехфазном КЗ

1. Применение энергорутера для подключения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта позволяет устранить проблемы с качеством электроэнергии и обеспечивает надежную интеграцию в систему электроснабжения установок распределенной генерации.

2. Энергорутер, построенный на основе высокочастотного твердотельного трансформатора, позволяет ограничивать токи короткого замыкания по сравнению с традиционным трансформатором.

3. Применение энергорутера позволяет снизить глубину провала напряжения при удаленном коротком замыкании.

7. Применение энергоустройств в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии

Исследование режимов работы изолированной системы электроснабжения с энергетическими роутерами и возобновляемыми источниками энергии

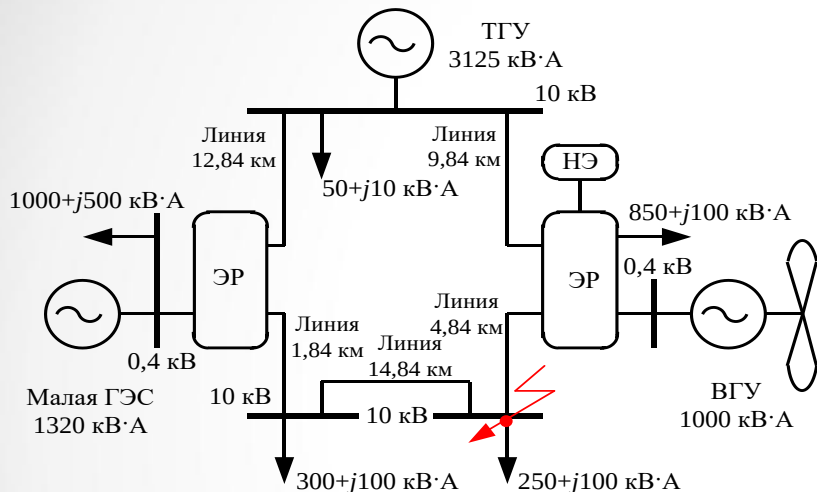


Рис. 1. Схема исследуемой ИСЭС

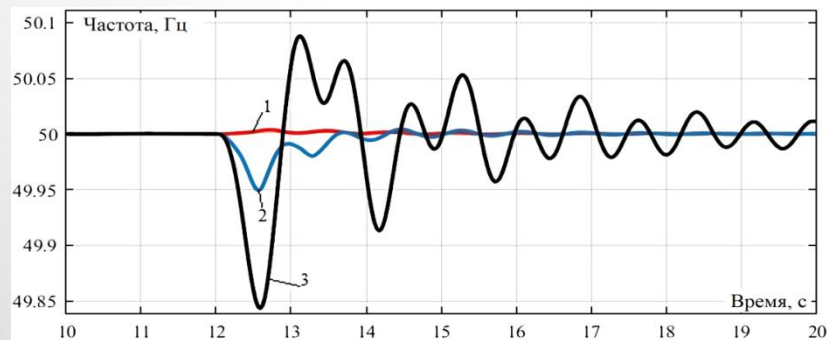
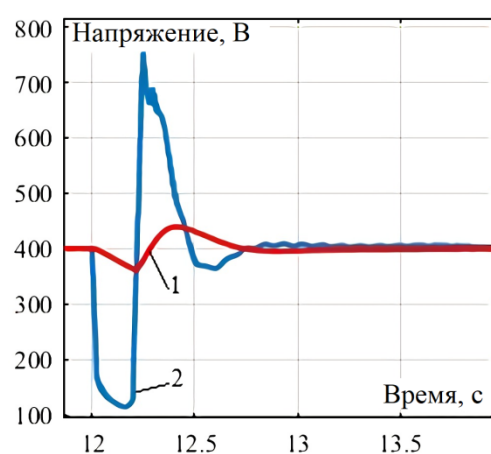
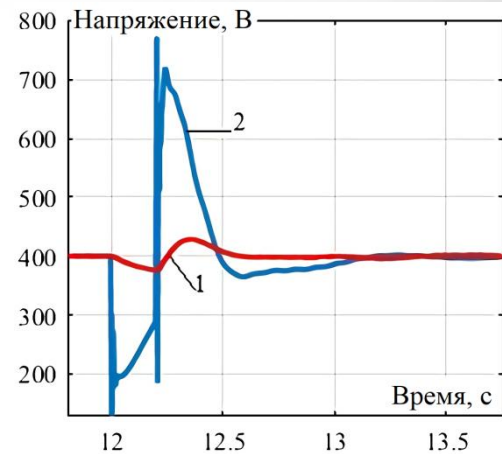


Рис.3. Частота в сети 10 кВ при резком уменьшении скорости ветра: 1 – использовались энергетические роутеры и прогностический АРС генераторов ТГУ и ГЭС; 2 – применялись обычные силовые трансформаторы и прогностический АРС генераторов ТГУ и ГЭС; 3 – применялись обычные силовые трансформаторы и классический АРС генератора ТГУ



а)



б)

Рис. 2. Действующее напряжение в сети 0,4 кВ малой ГЭС (а) и ВГУ (б) при кратковременном трехфазном КЗ в системе 10 кВ: 1 – использовались энергетические роутеры; 2 – применялись обычные силовые трансформаторы

Применение энергетических роутеров для подключения к ИСЭС генерирующих установок на возобновляемых источниках энергии позволяет эффективно регулировать напряжение и частоту.

7. Применение энергорутеров в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии

Применение энергорутеров и накопителей электроэнергии для повышения надежности электроснабжения нетяговых потребителей

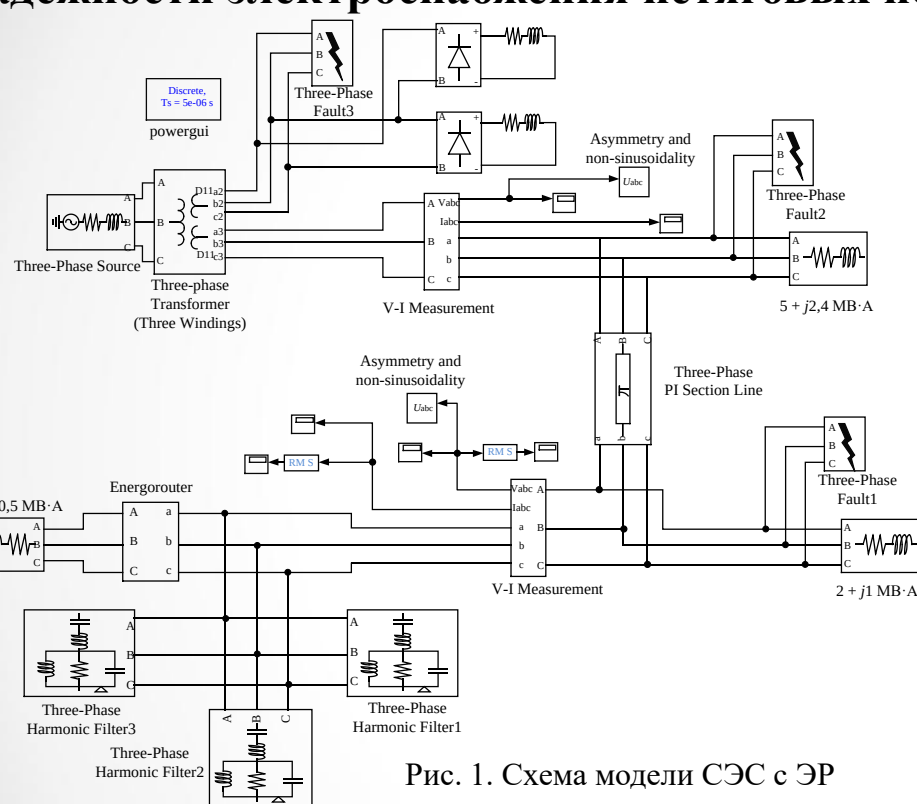


Рис. 1. Схема модели СЭС с ЭР

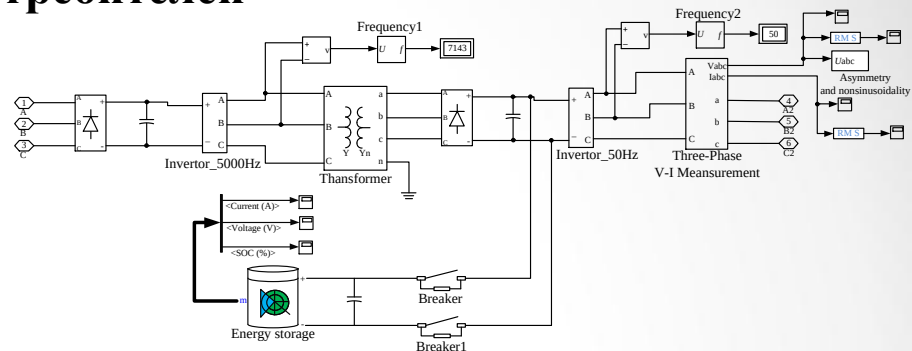


Рис. 2. Схема модели ЭР, оснащенного накопителем энергии

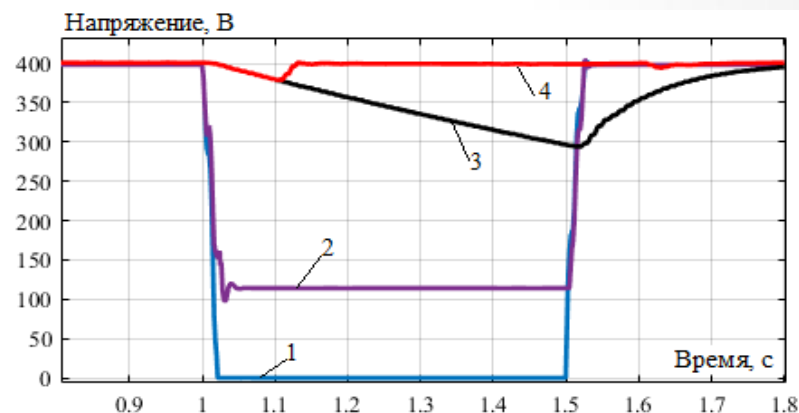


Рис. 3. Временные зависимости действующих значений напряжений на шинах 0,4 кВ при трехфазном КЗ на приемном конце линии 10 кВ длиной 25 км: 1 –типовой трансформатор без НЭ; 2 –типовой трансформатор с НЭ; 3 –энергорутер без НЭ; 4 –энергорутер с НЭ

В аварийных режимах, вызванных короткими замыканиями на питающей ЛЭП или в контактной сети, система электроснабжения, оснащенная энергетическим роутером с накопителем энергии, позволяет обеспечить ликвидацию провалов напряжений на шинах 0,4 кВ.

8. Построение распределительных сетей постоянного тока на основе энергорутера

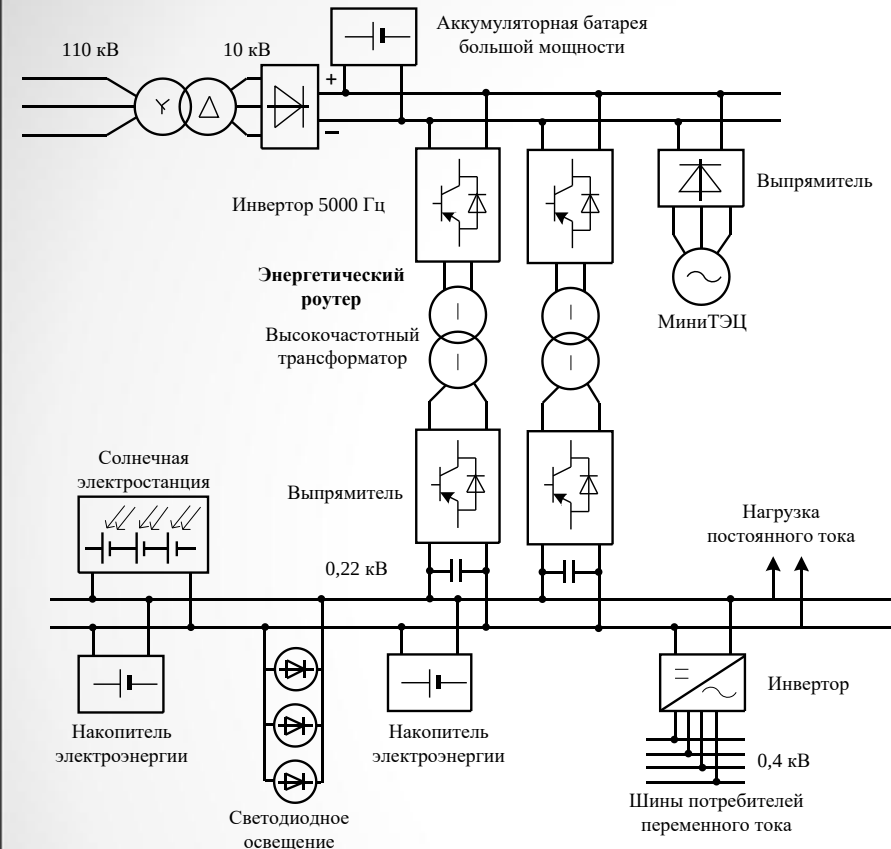


Рис. 1. Схема сети постоянного тока на базе энергетических роутеров

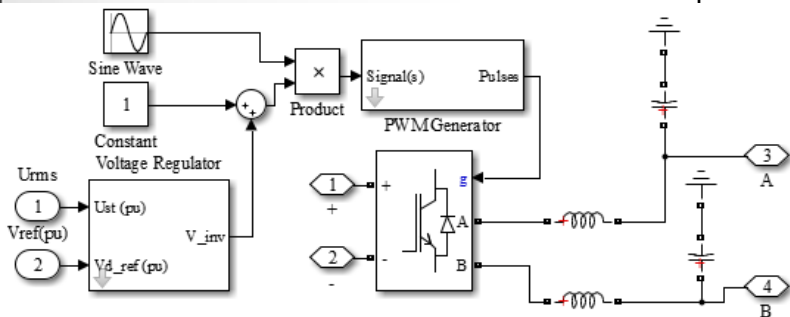


Рис. 3. Схема системы управления инвертором

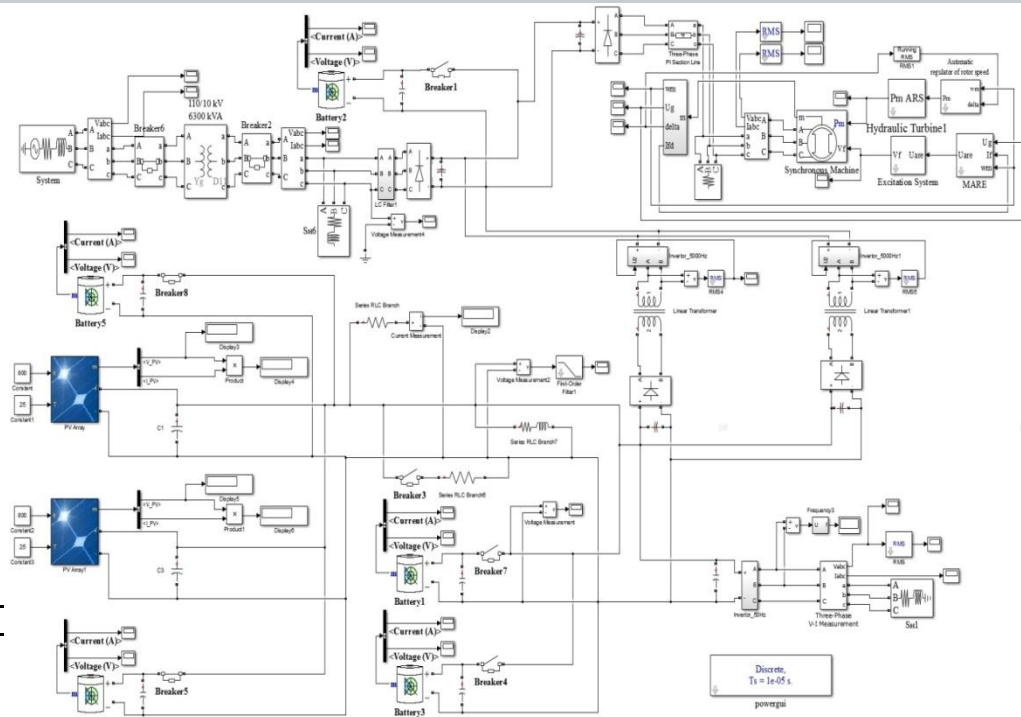


Рис.2. Схема модели исследуемой сети в MATLAB

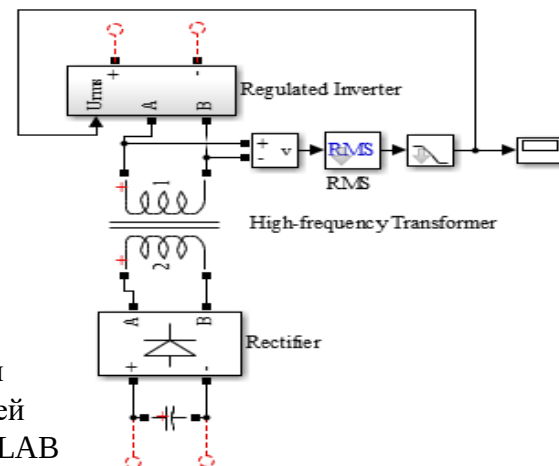
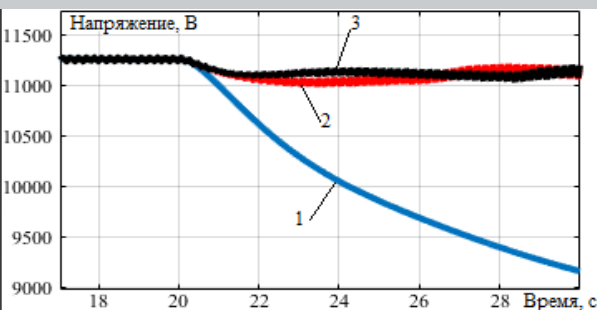
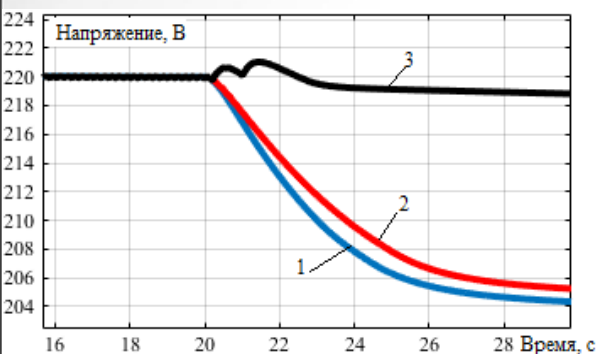


Рис. 4. Схема модели энергорутера для сетей постоянного тока в MATLAB

8. Построение распределительных сетей постоянного тока на основе энергоузелера



а) на стороне ВН ЭР



б) на стороне НН ЭР

Рис. 1. Напряжение в сети при отключении от питающей ЭЭС 110 кВ: 1 – нерегулируемые ЭР; 2 – регулируемые ЭР; 3 – регулируемые ЭР при подключении дополнительных НЭ в сети 220 В

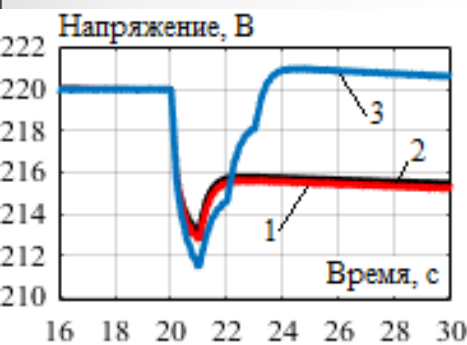
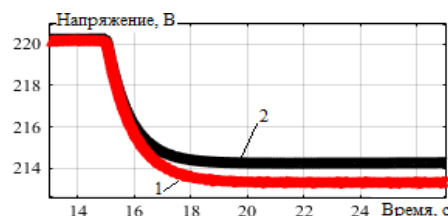


Рис. 2. Напряжение в сети при подключении мощной нагрузки: 1 – нерегулируемые ЭР; 2 – регулируемые ЭР; 3 – регулируемые ЭР при подключении дополнительных НЭ в сети 220 В

Таблица 1. Глубина провала напряжения при отключении питающей ЭЭС

Режим работы сети	Максимальная глубина провала напряжения на стороне ВН ЭР , % $\delta U_{II}^{\max}$	Максимальная глубина провала напряжения на стороне НН ЭР в сети постоянного тока , % $\delta U_{II}^{\max}$	Максимальная глубина провала напряжения на стороне НН ЭР в сети переменного тока , % $\delta U_{II}^{\max}$
1. Нерегулируемые ЭР без использования НЭ	21,8	18,2	16,3
2. Регулируемые ЭР без использования НЭ	2,3	15,9	14,5
Снижение глубины провала напряжения в режиме 2 по сравнению с режимом 1, %	19,5	2,3	1,8
3. Регулируемые ЭР с постоянно подключенными на СЭС НЭ	1,4	6,4	7
Снижение глубины провала напряжения в режиме 3 по сравнению с режимом 2, %	0,9	9,5	7,5



1 – нерегулируемые ЭР;
2 – регулируемые ЭР



1 – НЭ на СЭС постоянно включены;
2 – НЭ на СЭС подключаются при снижении напряжения

Рис. 3. Напряжение в сети при значительном снижении интенсивности солнечного излучения

9. Исследование влияния установок РГ на аварийные режимы в СЭС с пониженным качеством электроэнергии

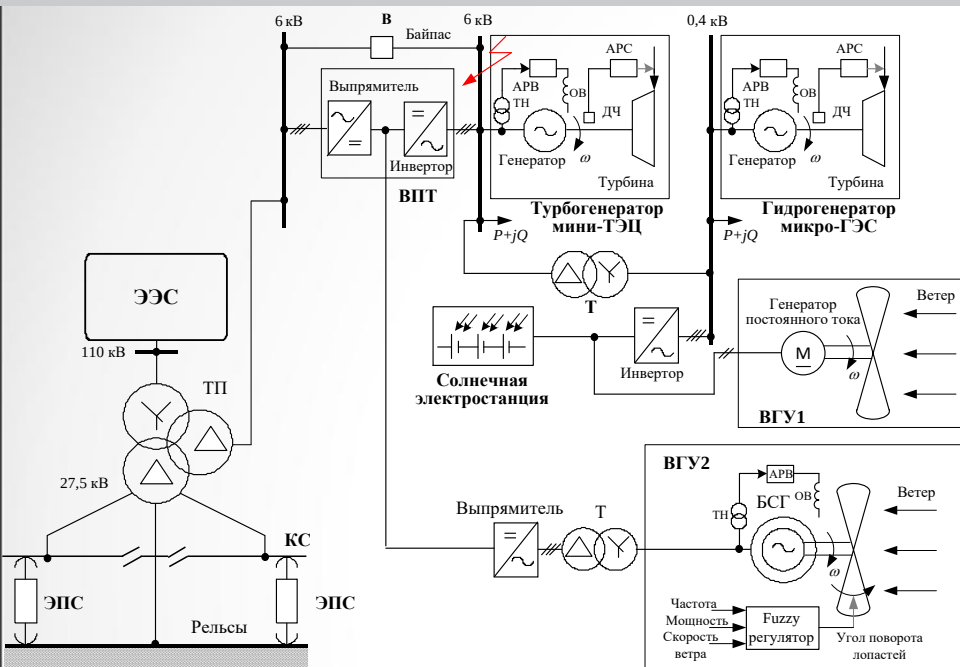
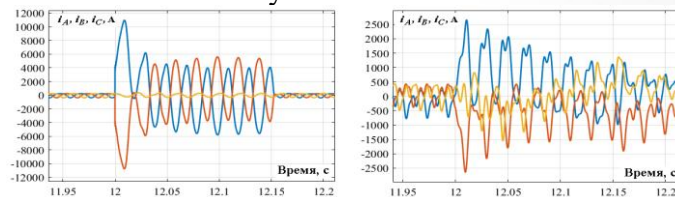


Рис. 1 Фрагмент СЭЖД с установками РГ

При моделировании рассматривались режимы трехфазного и двухфазного КЗ на шинах 6 кВ главного РП РЭС в следующих вариантах:

1. Установки РГ и ВПТ отключены, включен байпас.
2. Включены мини-ТЭЦ и байпас, ВПТ отключена.
3. Включены мини-ТЭЦ и ВПТ.
4. Включены ВПТ, мини-ТЭЦ, микро-ГЭС, СЭС и ВГУ1.
5. Включены ВПТ и все установки РГ.



Выводы по результатам моделирования:

1. При использовании установок распределённой генерации увеличиваются токи короткого замыкания, что требует дополнительной проверки коммутационного оборудования и пересчёта уставок релейной защиты для обеспечения селективности.
2. Применение ВПТ снижает токи, подтекающие со стороны ЭЭС. Таким образом, использование группы выпрямитель-инвертор является действенной мерой ограничения токов КЗ.
3. При двухфазном коротком замыкании по сравнению с трехфазным КЗ наблюдается значительное искажение синусоидальности кривых тока, подтекающих от источников РГ. Это объясняется тем, что при несимметрии токов синхронные генераторы начинают генерировать в сеть ВГ; при этом наибольшие искажения наблюдается в неповрежденной фазе.

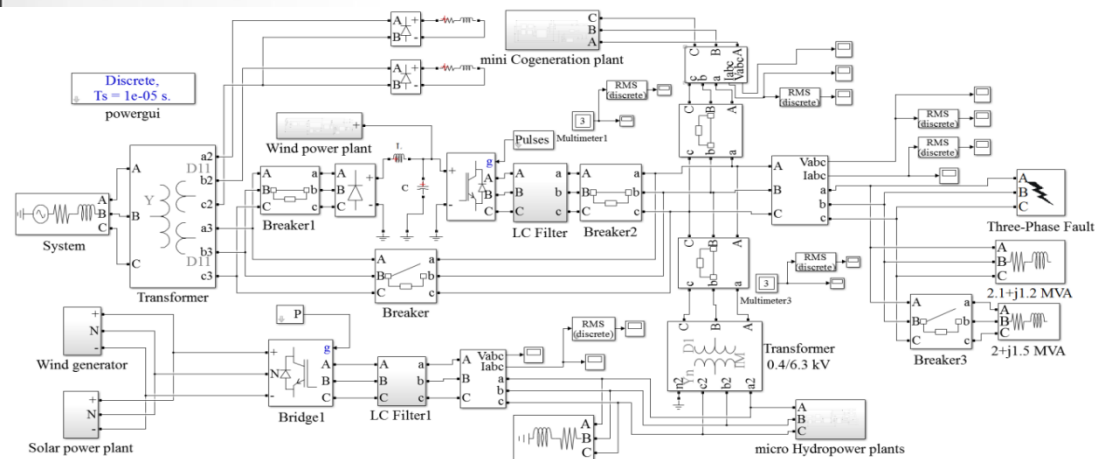


Рис. 2. Схема исследуемой модели в MATLAB

10. Построение СЭС на основе АСГ в условиях пониженного КЭ

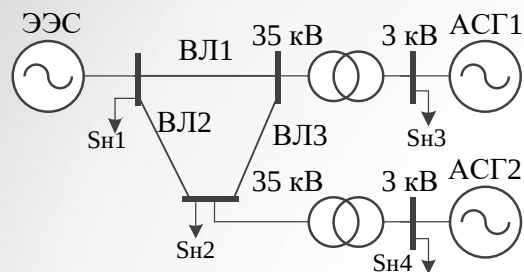


Рис.1. Схема исследуемой электрической сети

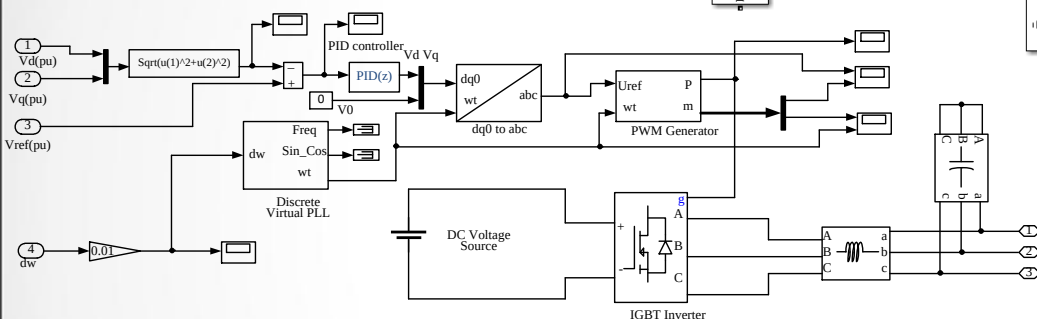


Рис. 2. Схема модели системы возбуждения АСГ в MATLAB

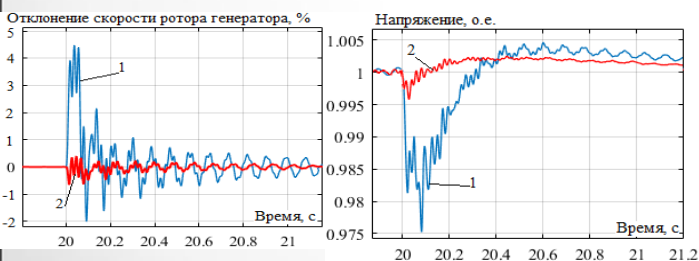


Рис. 4. Скорость ротора и напряжение для АСГ2 при его подключении методом самосинхронизации:
1 – без изменения частоты на обмотке ротора;
2 – частота на обмотке ротора изменялась автоматически

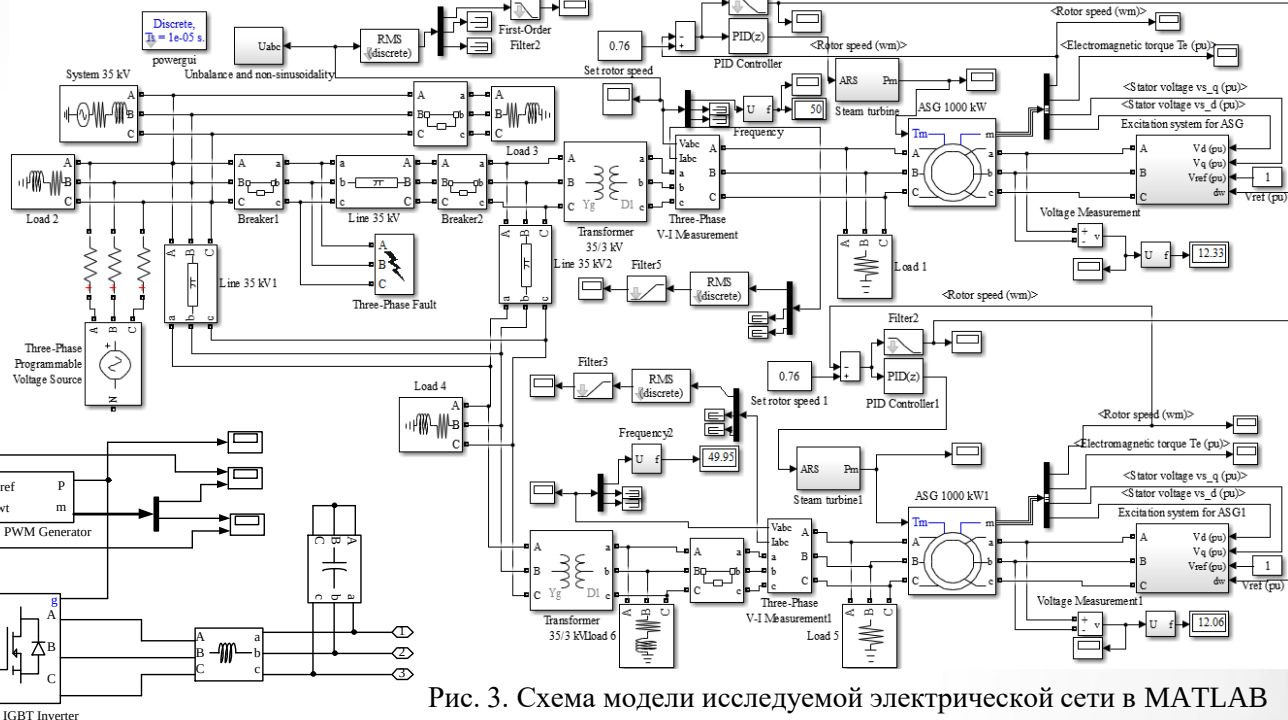
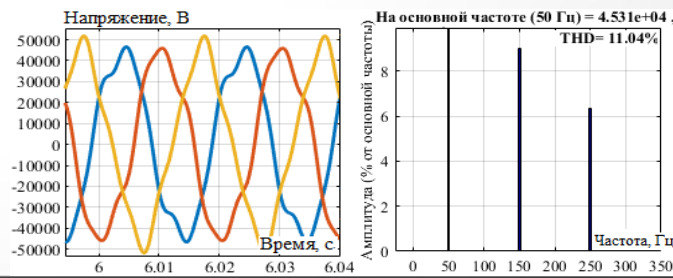


Рис. 3. Схема модели исследуемой электрической сети в MATLAB

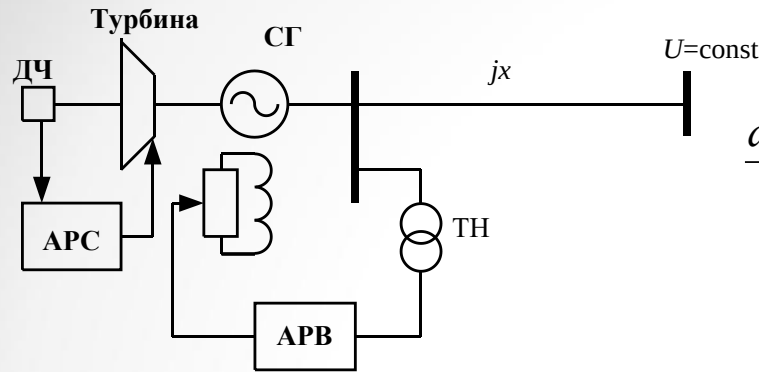
Таблица 1. ПКЭ в исследуемой электрической сети на шинах 3 кВ

Режим работы электрической сети	Коэффициенты гармоник напряжения, %		
	k_{Ua}	k_{Ub}	k_{Uc}
1. Без установок РГ	11,02	11,02	11,02
2. С установками РГ на базе СГ	9,27	9,27	9,27
3. С установками РГ на базе АСГ	6,58	6,58	6,58

Рис.5. Скорость ротора при КЗ на линии и ее отключении защитой:



11. Метод согласованной настройки регуляторов установок распределенной генерации



1) Уравнение движения ротора:

$$\frac{d\Delta\omega(t)}{dt} = \frac{1}{T_J} \left[M_T(\omega_0 + \Delta\omega(t)) - \frac{E_q(i_f)U_G}{x} \sin\left(\delta_0 + \int_0^T \Delta\omega(t)dt\right) \right]$$

2) Напряжение на шинах генератора:

$$\dot{U}_G = \dot{E}_q - j\dot{I}_G x_G$$

Рис. 1. Генератор, работающий на шины бесконечной мощности

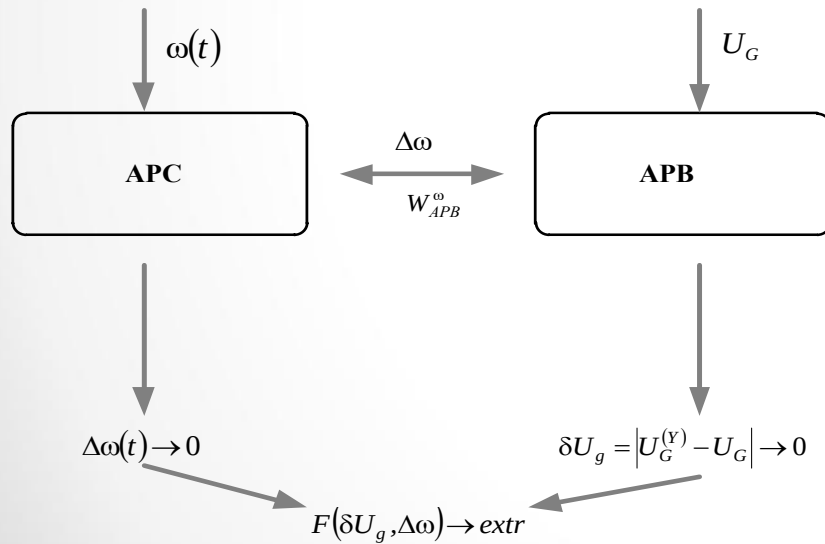


Рис. 2. Схема, иллюстрирующая принцип согласованной настройки АРВ и АРС:

$F(\delta U_g, \Delta\omega)$ – функционал качества управления при согласованной настройке АРВ и АРС

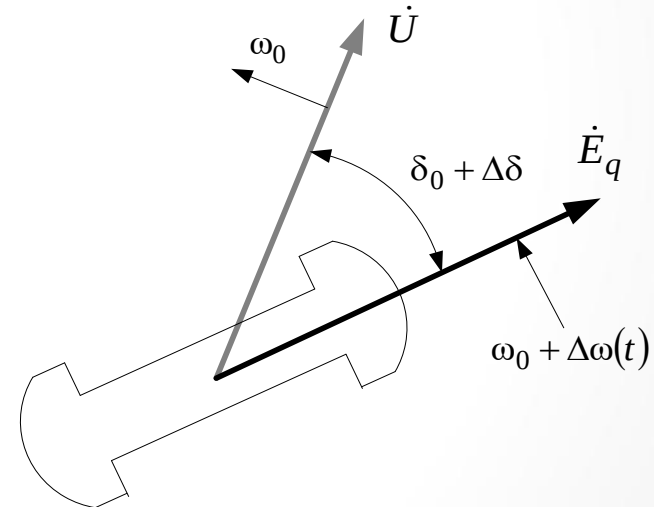


Рис. 3. Векторная диаграмма

δ_0 – начальное значение угла между векторами ЭДС и напряжения генератора (угол нагрузки);

ω_0 – синхронная частота вращения;

$\Delta\delta$ – вариация угла нагрузки;

$\Delta\omega$ – вариация скорости вращения ротора

11. Метод согласованной настройки регуляторов установок распределенной генерации

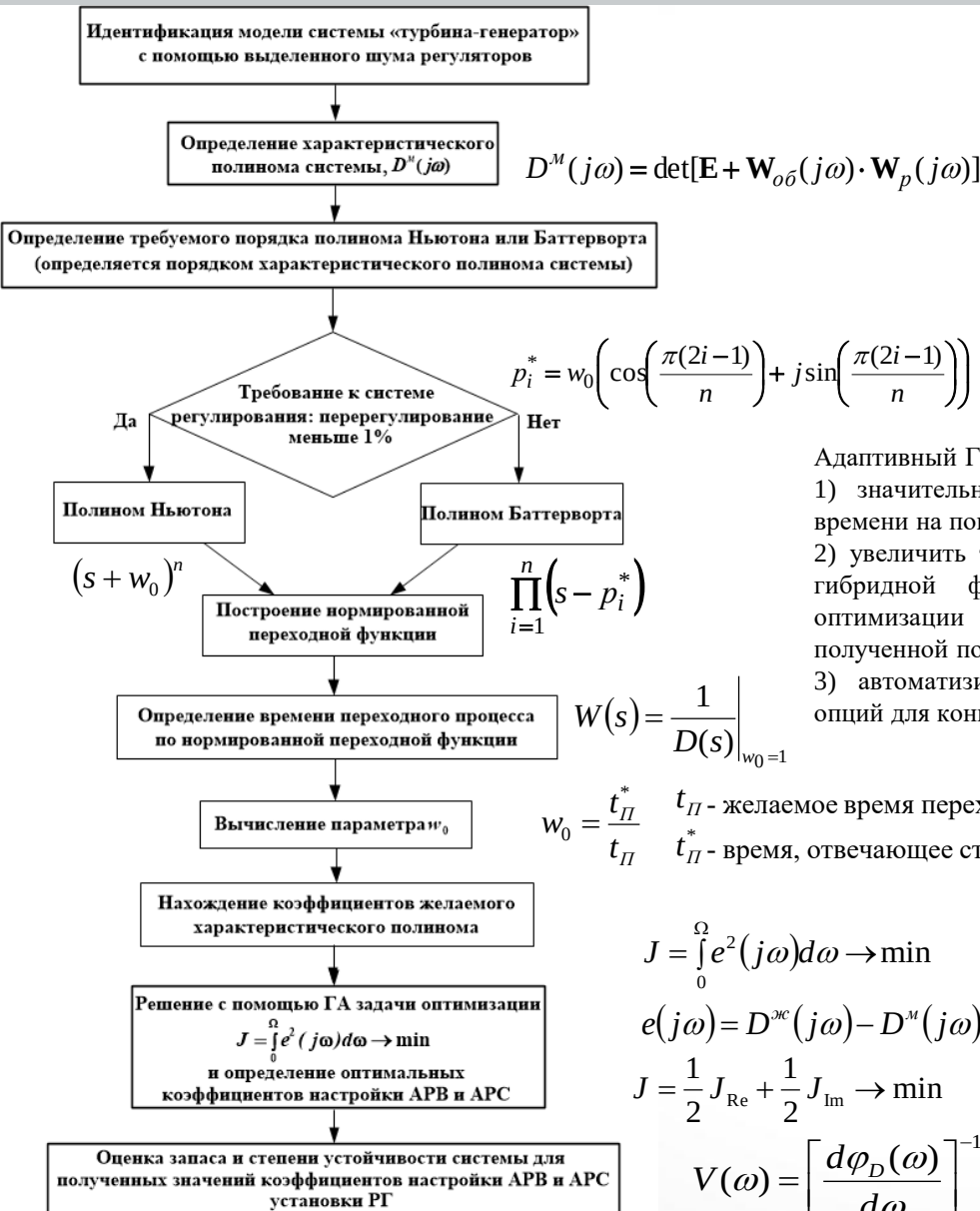


Рис. 1. Алгоритм согласованной настройки АРВ и АРС генераторов установки РГ

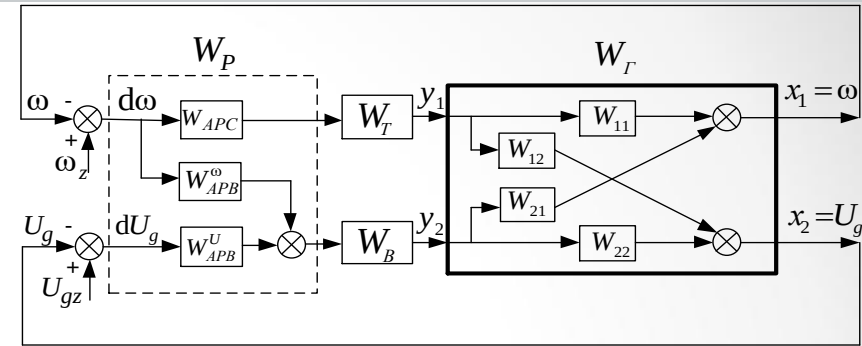


Рис. 2. Структура регулируемой системы «турбина-генератор»

Адаптивный ГА позволяет:

- 1) значительно уменьшить затраты компьютерного времени на поиск глобального решения;
- 2) увеличить точность результата при использовании гибридной функции, которая начинает процесс оптимизации с некой наиболее подходящей точки, полученной после применения ГА;
- 3) автоматизировать процесс выбора оптимальных опций для конкретной задачи.



Рис.3. Блок-схема адаптивного генетического алгоритма

11. Метод согласованной настройки регуляторов установок распределенной генерации

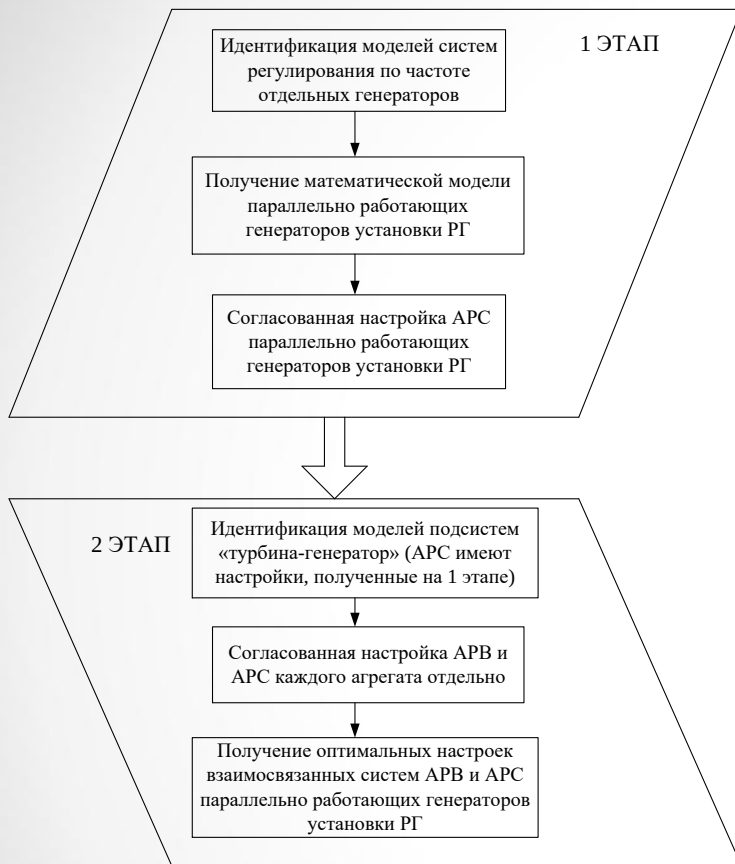


Рис. 1. Алгоритм согласованной настройки APB и APC группы параллельно работающих генераторов установки РГ

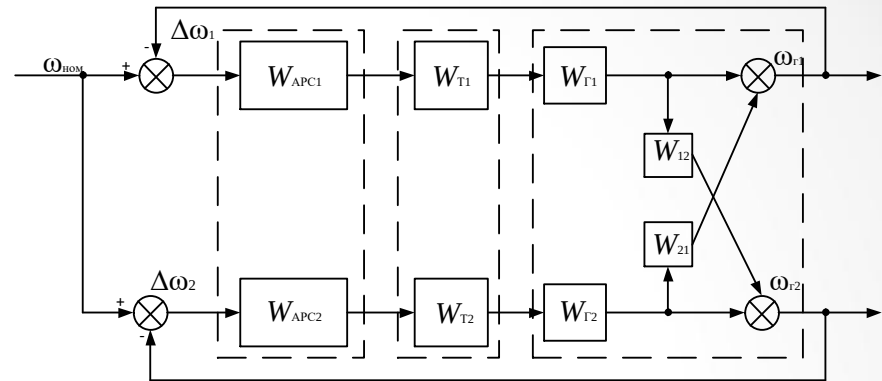


Рис. 2. Схема двух взаимосвязанных систем регулирования частоты

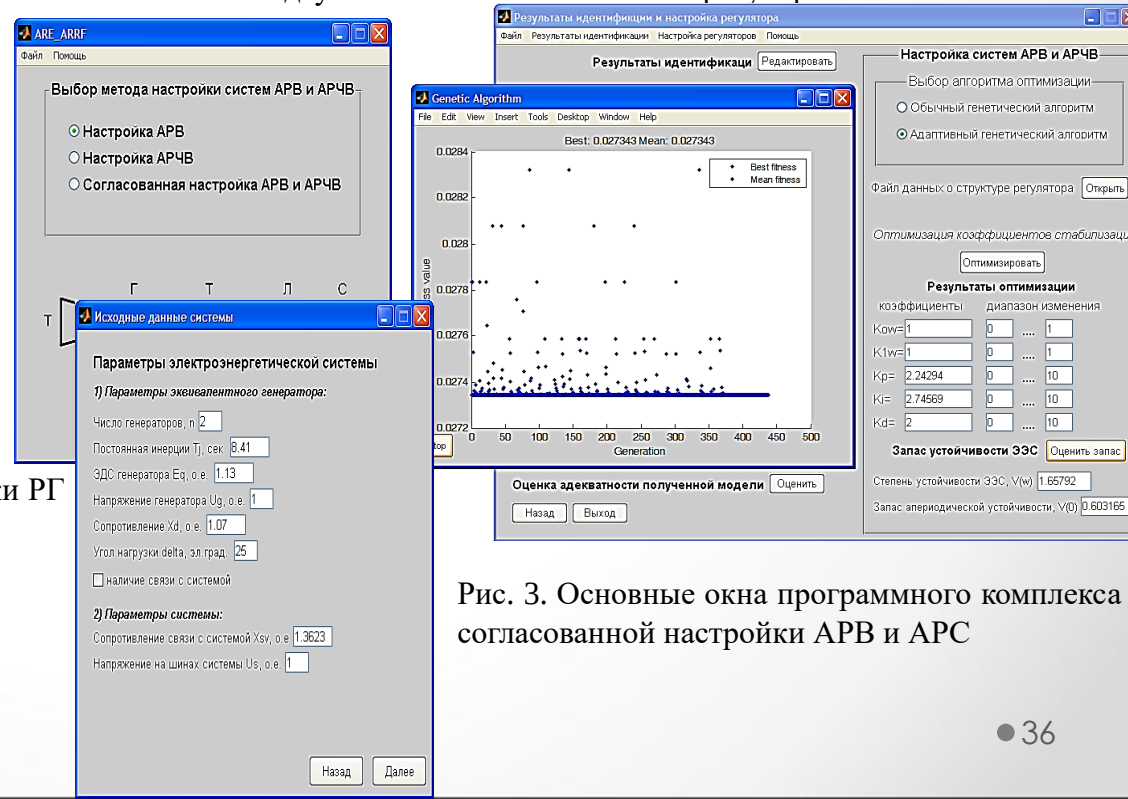


Рис. 3. Основные окна программного комплекса согласованной настройки APB и APC

11. Метод согласованной настройки регуляторов установок распределенной генерации

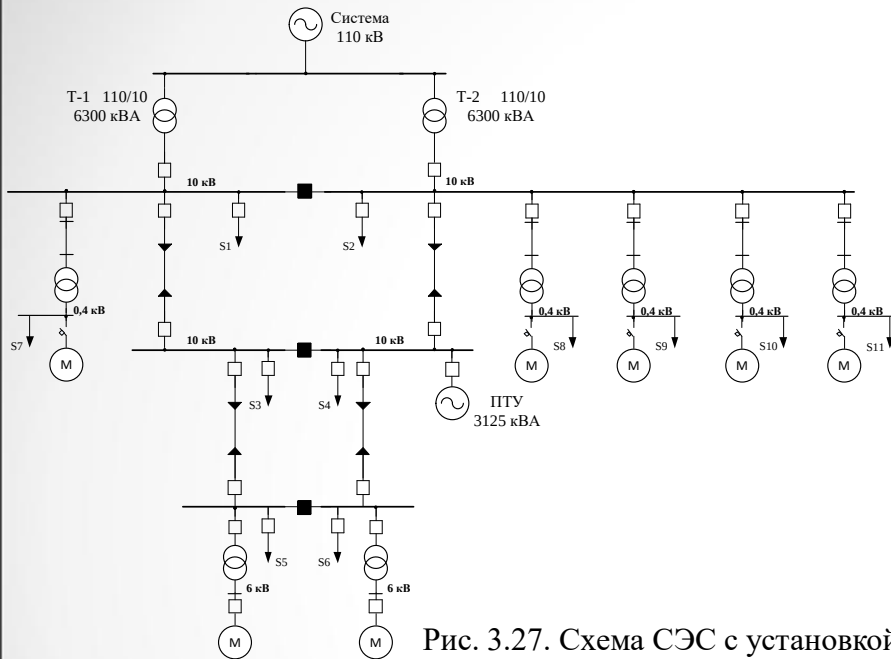


Рис. 3.27. Схема СЭС с установкой РГ

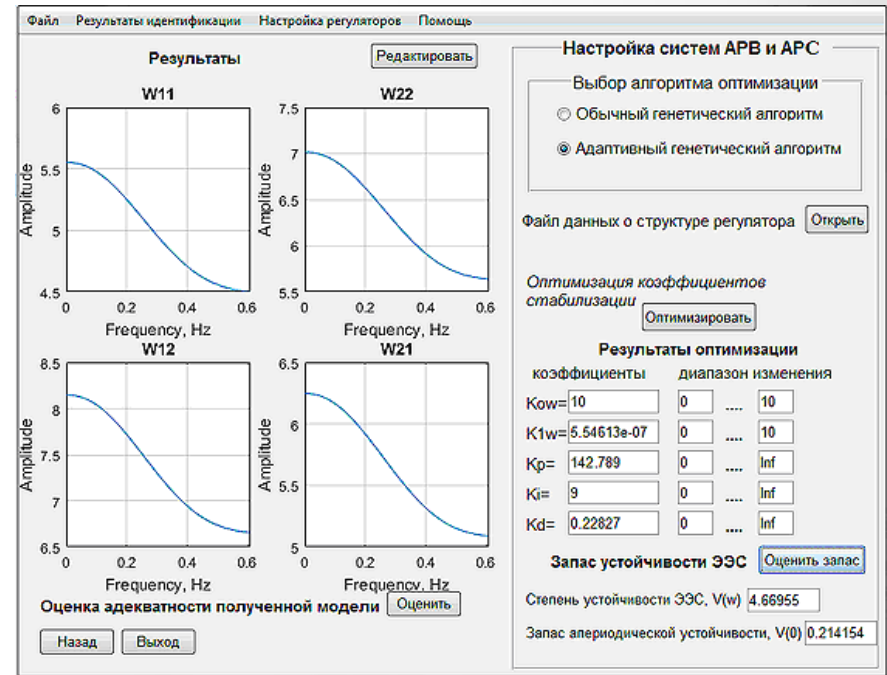
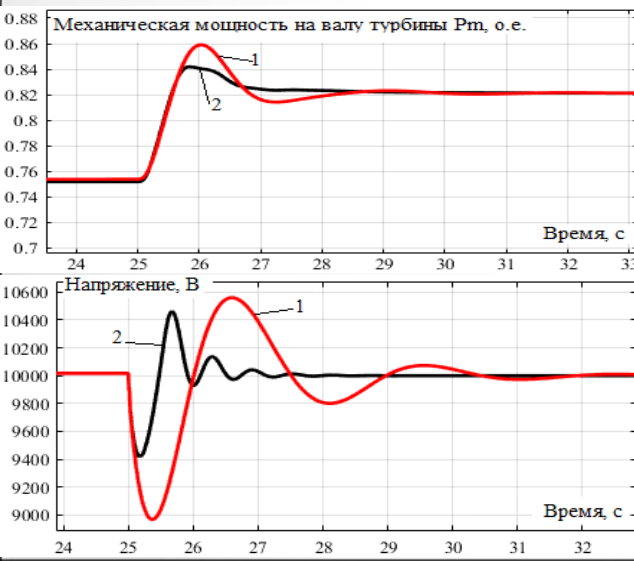


Рис. 3.29. Окно ПК ARE&ARRF с результатами идентификации и настройки АРВ и АРС



1 – несогласованная настройка АРВ и АРС;
2 – согласованная настройка АРВ и АРС

Согласованная настройка АРВ и АРС установки РГ позволяет улучшить демпферные свойства системы, делая управление частотой и напряжением более быстрым и плавным. Практическое использование алгоритма согласованной настройки АРВ и АРС позволит повысить надежность работы установок РГ и качество процессов управления.

12. Нейро-нечеткая система управления автоматическими регуляторами установок распределенной генерации

Оптимальное управление установками РГ требует корректировки настроек АРВ и АРС при существенных изменениях режимов работы как самих установок, так и энергосистемы.

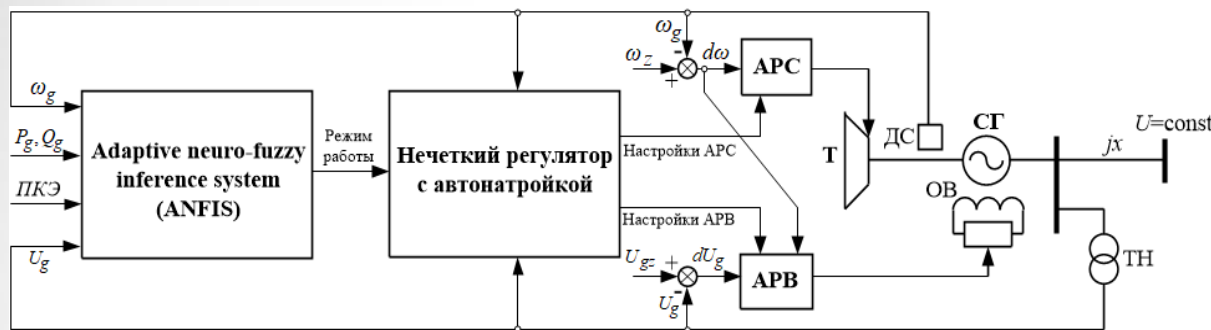


Рис. 1. Структурная схема адаптивной системы управления АРВ и АРС установки РГ

1. Использование ANFIS и метода субтрактивной кластеризации позволяет в режиме реального времени идентифицировать режим работы установки РГ.
2. Интеллектуальная система управления АРВ и АРС уменьшает время переходного процесса, перерегулирование напряжения и частоты, а также обеспечивает необходимый запас устойчивости, живучесть и адаптивность системы ко всем возможным режимам работы.

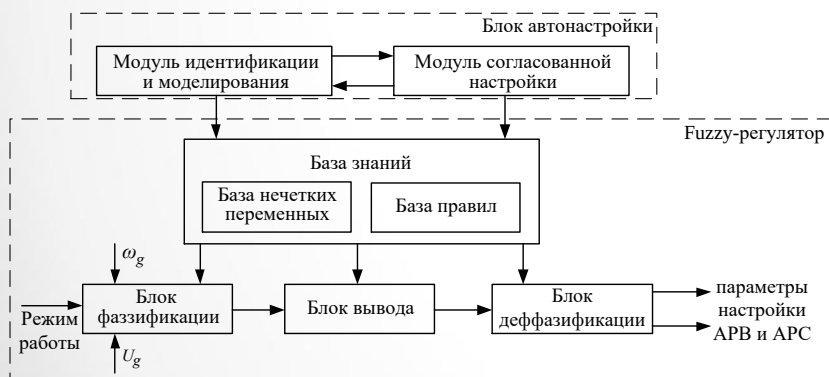


Рис. 2. Блок-схема fuzzy-регулятора с блоком автонатройки

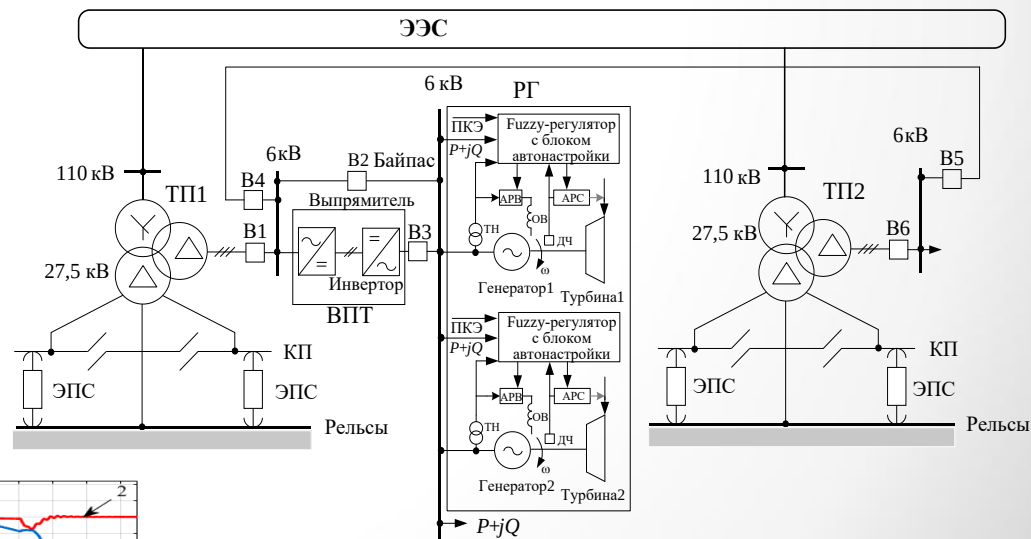
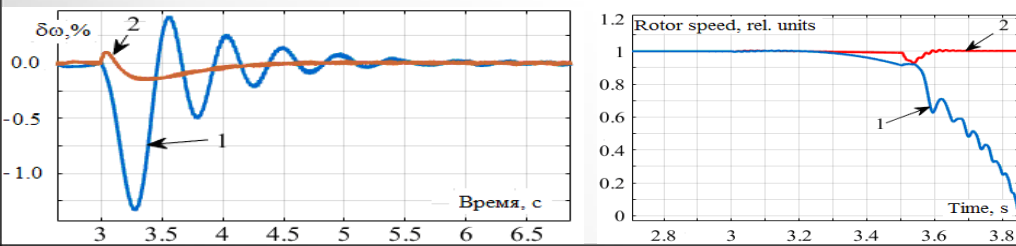


Рис. 3. Фрагмент системы электроснабжения железной дороги
1 – без изменения коэффициентов настройки регуляторов;
2 – с использованием fuzzy-регулятора, изменяющего настройки

12. Нейро-нечеткая система управления автоматическими регуляторами установок распределенной генерации

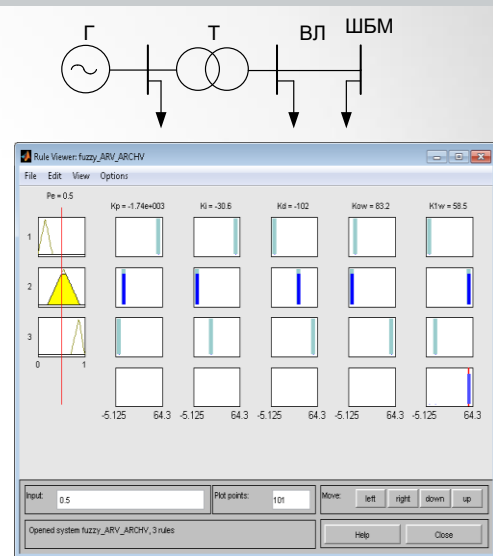
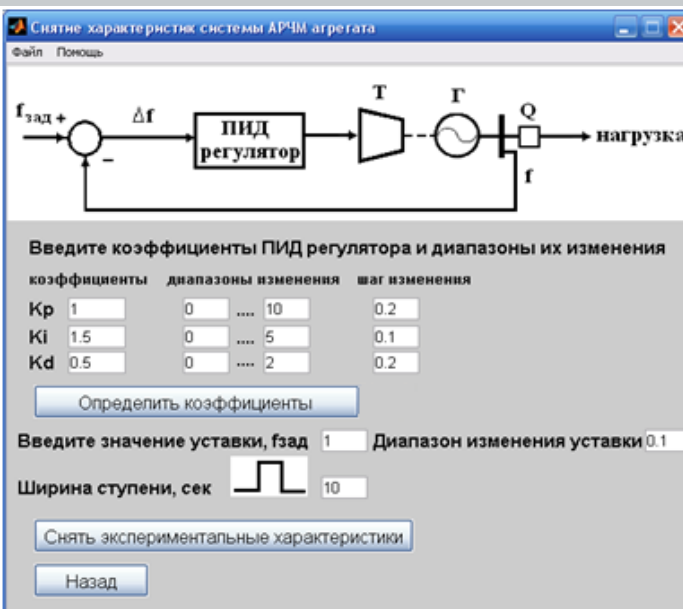
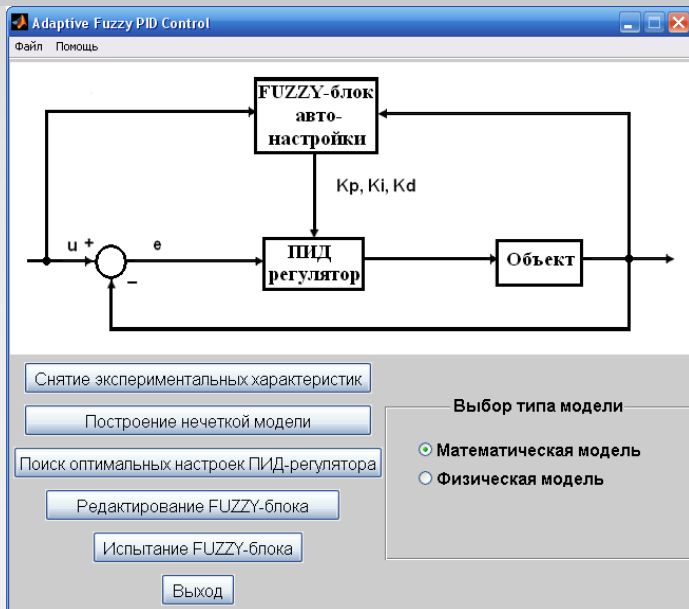
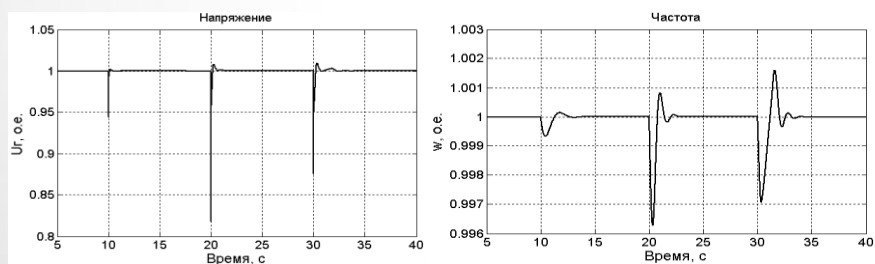
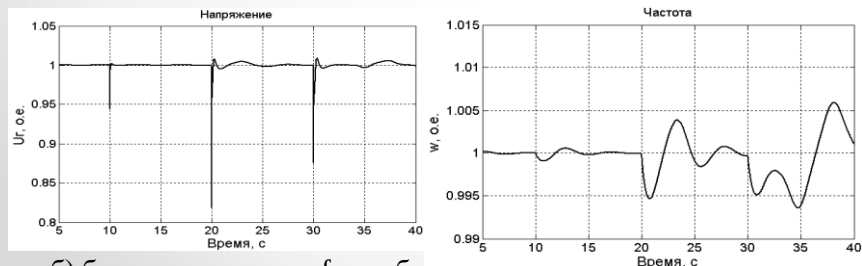


Рис.2. Окно правил для адаптивного блока настройки АРВ и АРС

Рис.1. Основные окна программного комплекса адаптивной настройки АРС



а) при использовании адаптивного fuzzy-блока АРВ и АРС



б) без использования fuzzy-блока

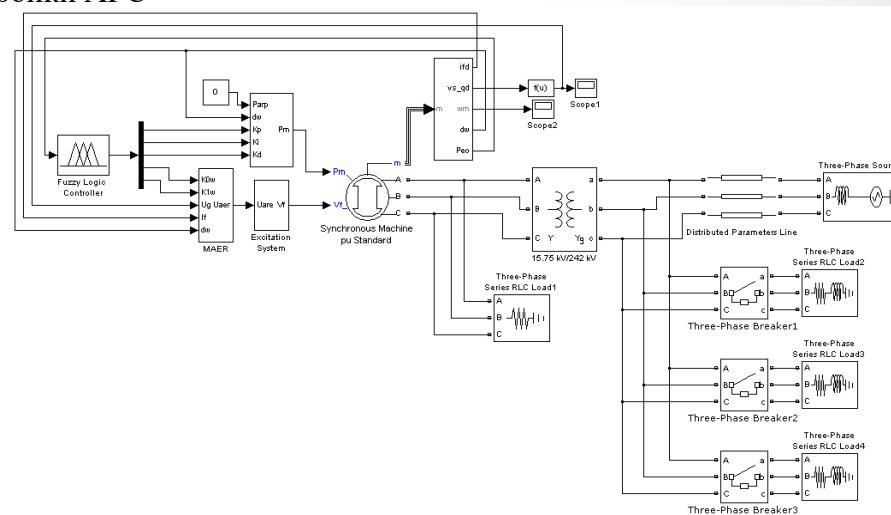


Рис. 3. Схема модели исследуемой ЭЭС в MATLAB

13. Прогностические алгоритмы управления установками РГ в СЭС с пониженным качеством электроэнергии

В системах АРВ и АРС предлагается перейти от регулирования по текущему значению ошибки $\varepsilon(t)$ к управлению, предполагающему вычисление значения прогноза $\varepsilon(t + \tau_{for})$,

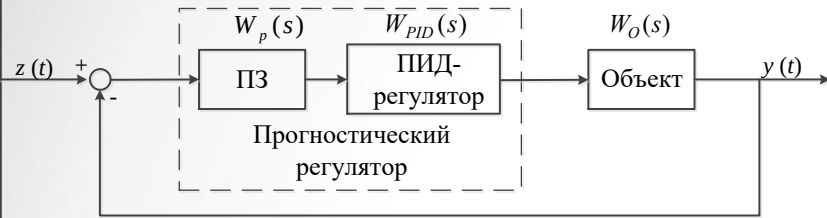


Рис. 1. Схема замкнутой САУ с прогностическим регулятором

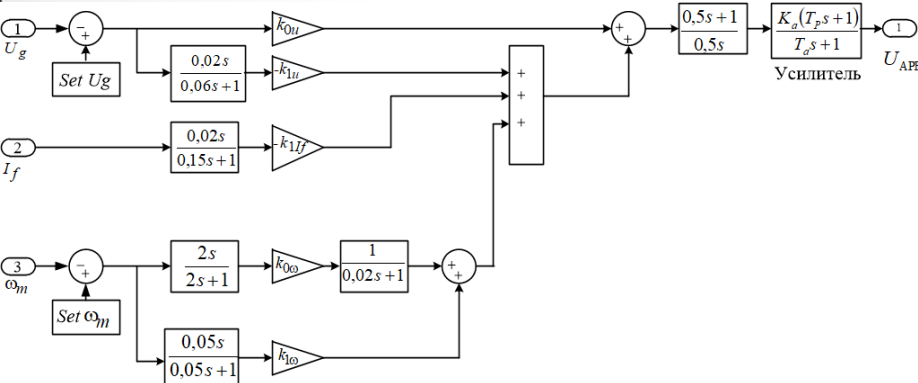


Рис. 2. Структурная схема модели прогностического АРВ в MATLAB

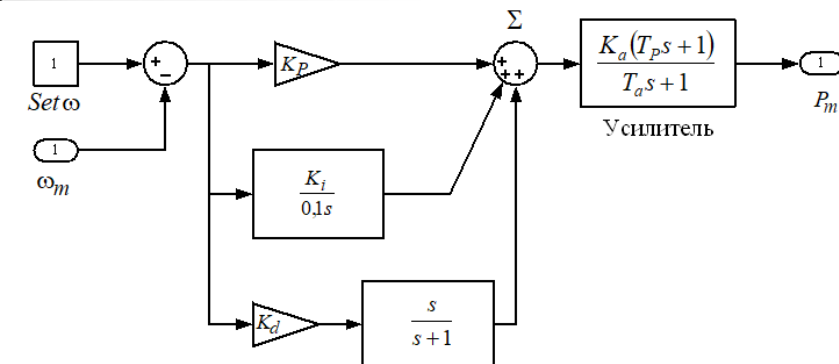


Рис. 3. Структурная схема модели прогностического АРС в MATLAB

Передаточная функция линейного прогнозирующего звена (ПЗ):

$$W_p(s) = T_p s + 1$$

T_p – постоянная времени прогнозирующего звена
 s – оператор Лапласа

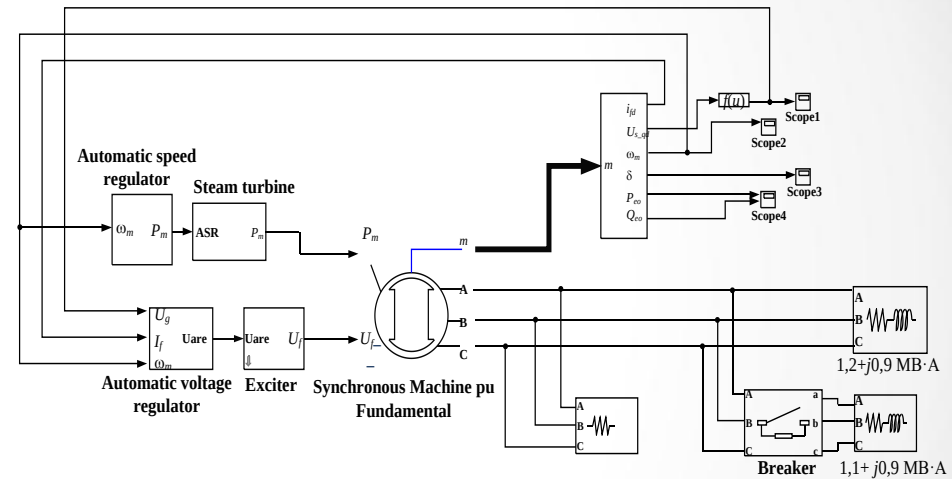
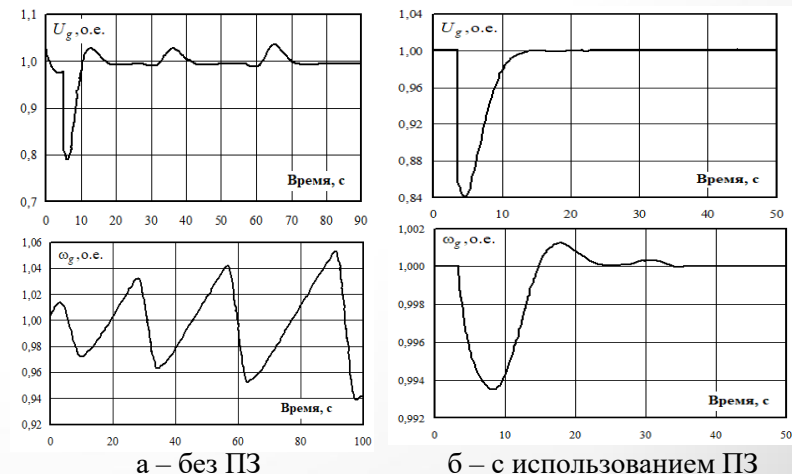


Рис.4. Схема исследуемой системы в MATLAB



13. Прогностические алгоритмы управления установками РГ в СЭС с пониженным качеством электроэнергии

Метод настройки прогностических регуляторов установок распределенной генерации

1. Расчет частоты собственных колебаний синхронного генератора

$$\omega_p = \sqrt{P_s \cdot \frac{\omega_M}{T_{je}}} \quad P_s = \frac{\partial P_g}{\partial \delta} = \frac{E_q \cdot U_g}{X_d} \cdot \cos \delta \quad \text{— синхронизирующая мощность}$$

2. Расчет постоянных времени прогнозирующих звеньев для АРВ и АРС

$$T_p = \frac{1}{f_p} = \frac{2\pi}{\sqrt{P_s \cdot \frac{\omega_0}{T_{je}}}}$$

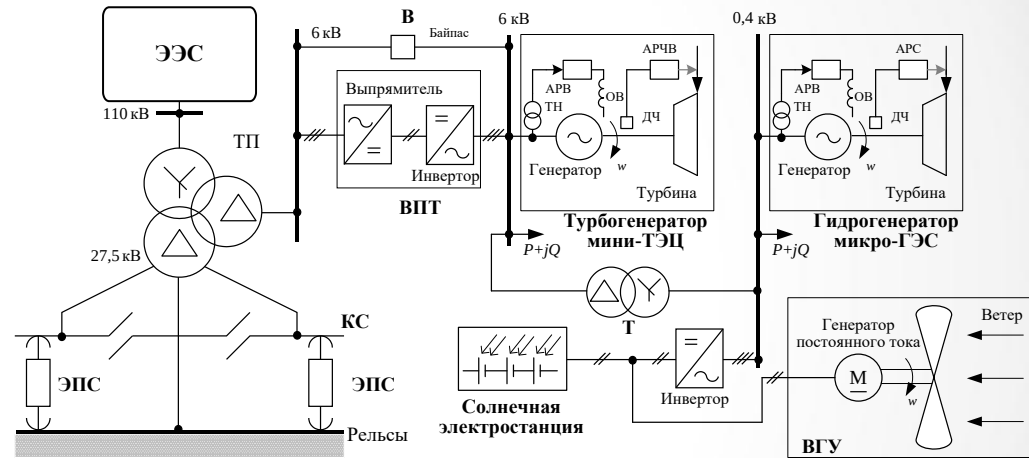


Рис. 2. Фрагмент СЭЖД с установками РГ

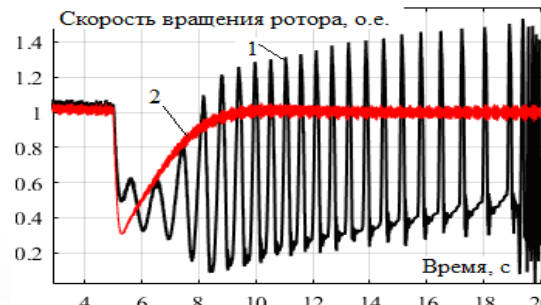
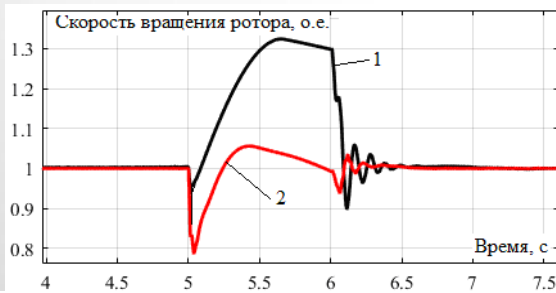


Рис.3 Скорость ротора при возникновении кратковременного КЗ

Рис.4. Скорость ротора турбогенератора (а) и гидрогенератора (б) при отключении основного питания

1 — без использования прогнозирующих звеньев; 2 — с использованием прогностических АРВ и АРС

14. Самонастраивающиеся прогностические регуляторы напряжения и частоты установок распределенной генерации

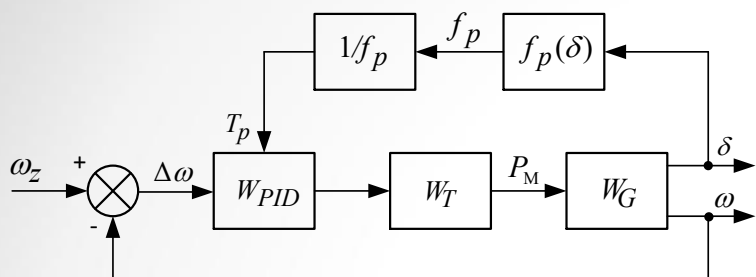


Рис. 1. Структурная схема системы регулирования частоты с самонастраивающимся прогностическим APC

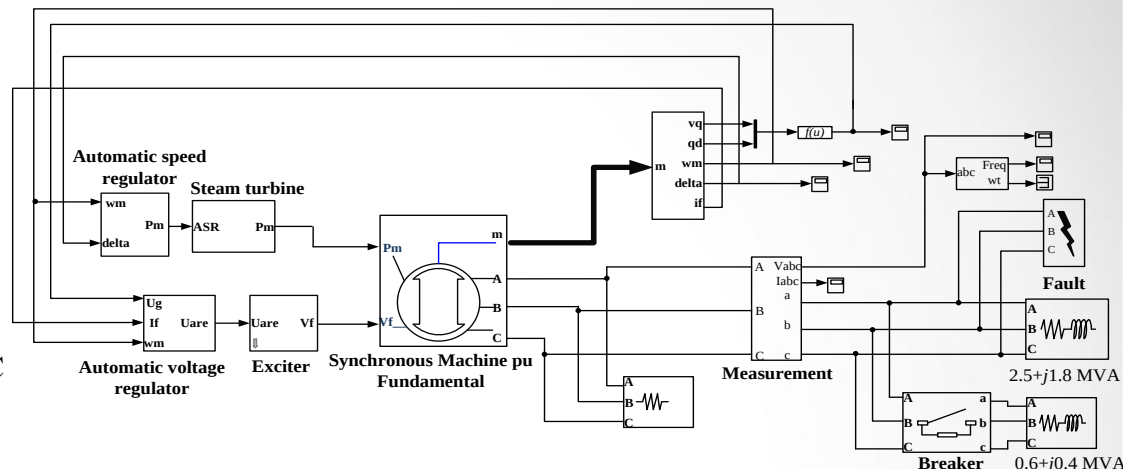


Рис. 3. Схема исследуемой системы в MATLAB

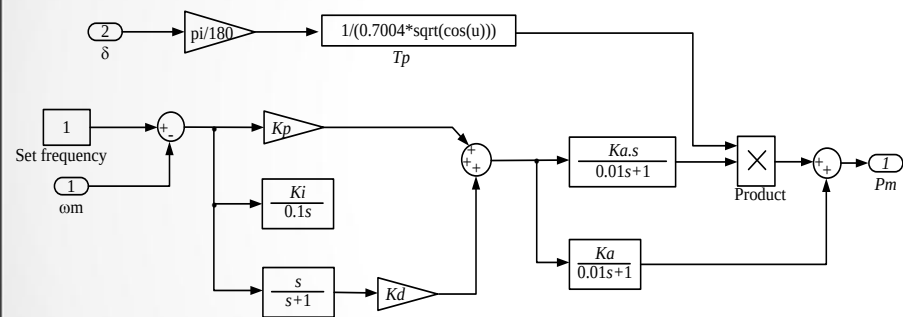


Рис. 2. Структурная схема модели СПАРС

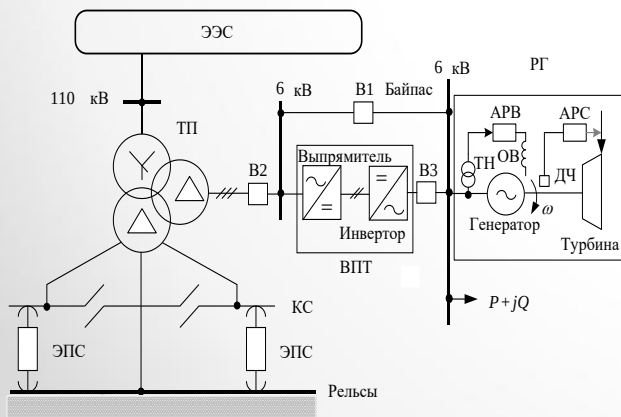


Рис. 2. Фрагмент СЭЖД с установкой РГ

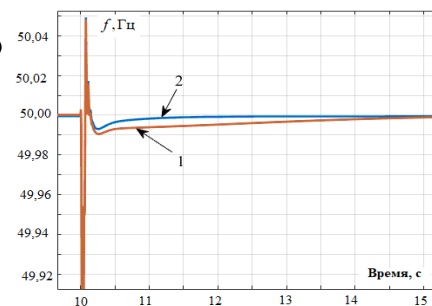
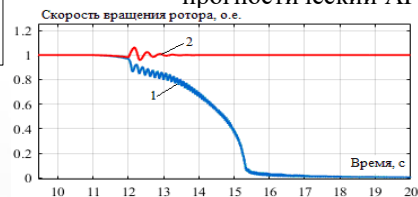


Рис.4. Частота при подключении дополнительной нагрузки:

- 1 – типовой прогностический APC (время переходного процесса $t_p = 4,5$ с);
- 2 – самонастраивающийся прогностический APC ($t_p = 2$ с)



- 1 – АРВ и АРС без ПЗ;
- 2 – прогностический АРВ и СПАРС

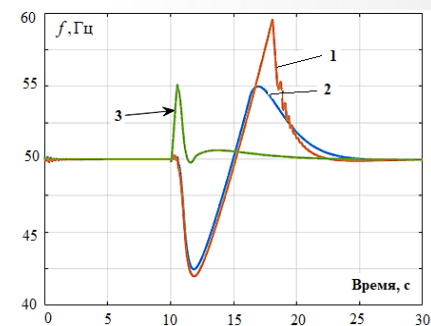
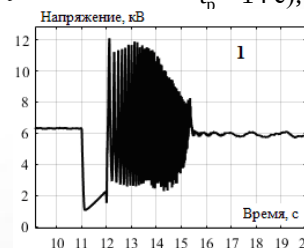


Рис.5. Частота при кратковременном трёхфазном КЗ:
1 – без ПЗ(перерегулирование $\sigma = 19\%$, $t_p = 12,5$ с);
2 – типовой прогностический APC ($\sigma = 10\%$, $t_n = 14$ с); 3 – СПАРС ($\sigma = 10\%$, $t_p = 10$ с)



14. Самонастраивающиеся прогностические регуляторы напряжения и частоты установок распределенной генерации

Исследование совместной работы установки РГ с прогностическим АРВ и СПАРС и накопителя электроэнергии большой емкости

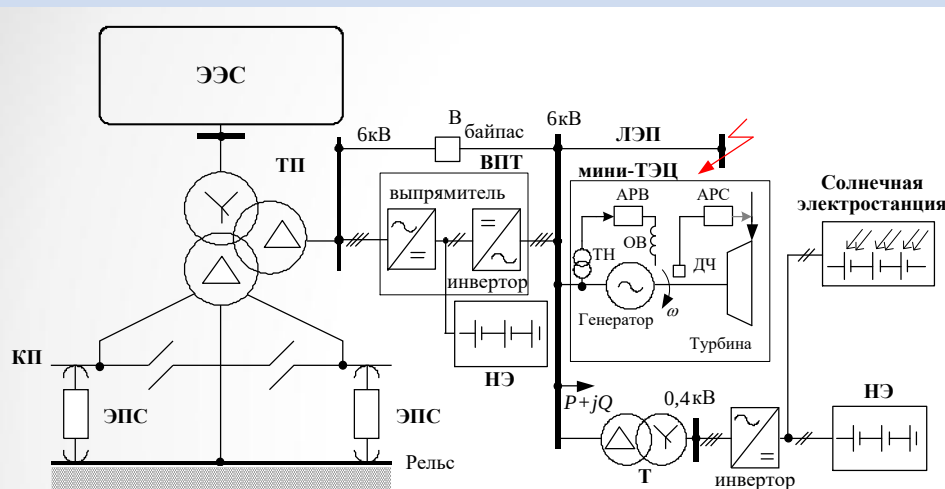


Рис. 1. Фрагмент СЭЖД с установками РГ и НЭ

Таблица 1. Провал напряжения при отключении основного питания РЭС

Режим работы сетевого кластера	δU_{II}^{op} , %	δU_{II}^{max} , %
1. Без использования НЭ с согласованно настроенными АРВ и АРС	47,6	69,8
2. Без использования НЭ с согласованно настроенными АРВ и самонастраивающимся прогностическим АРС	42,1	57,1
Снижение глубины провала напряжения при использовании самонастраивающегося прогностического АРС, %	5,5	12,7
3. С использованием НЭ, подключаемых при отключении основного питания	14	15
Снижение глубины провала напряжения при подключении НЭ, %	27	42,8
4. С использованием постоянно подключенных НЭ	0	0

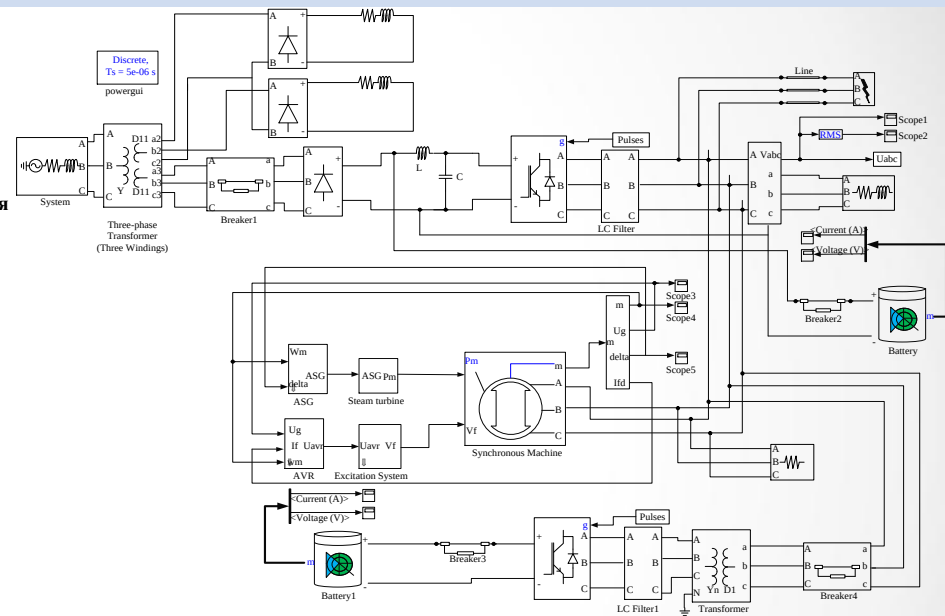


Рис.2. Схема исследуемой модели СЭЖД в MATLAB

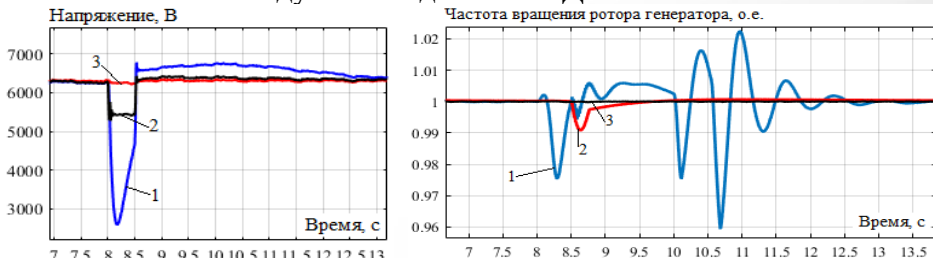


Рис. 3. Напряжение и скорость ротора турбогенератора установки РГ при отключении основного питания РЭС (применялся СПАРС):

1 – без использования НЭ; 2 – с использованием НЭ, подключаемых при отключении основного питания; 3 – с использованием постоянно подключенных НЭ

14. Самонастраивающиеся прогностические регуляторы напряжения и частоты установок распределенной генерации

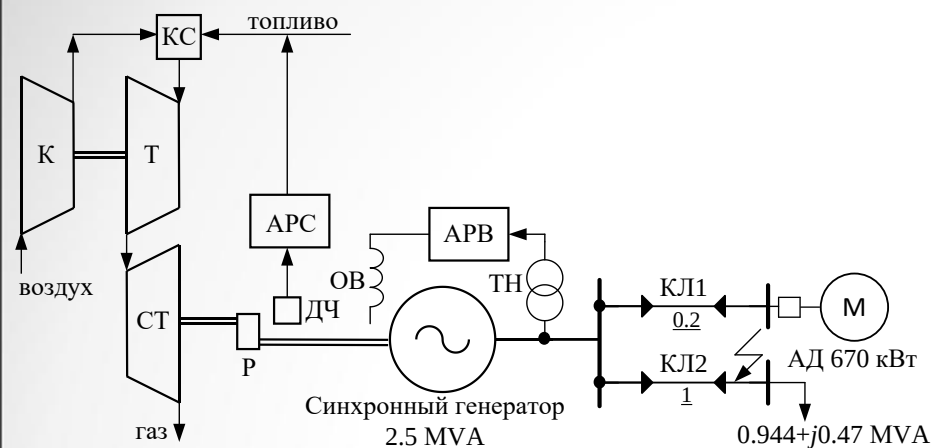
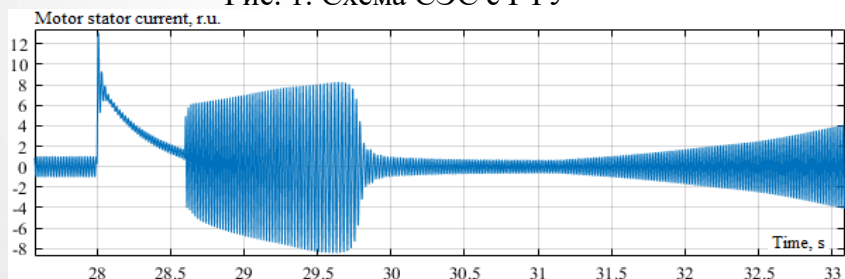
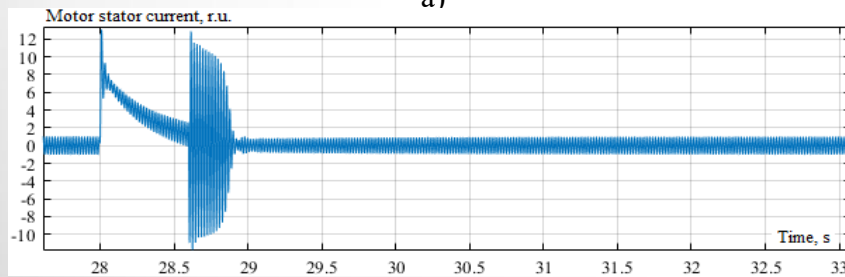


Рис. 1. Схема СЭС с ГТУ



а)



б)

Рис. 4. Осциллограммы токов статора двигателя при кратковременном трехфазном КЗ:
а) классические АРВ и АРС; б) прогностический АРВ и СПАРС

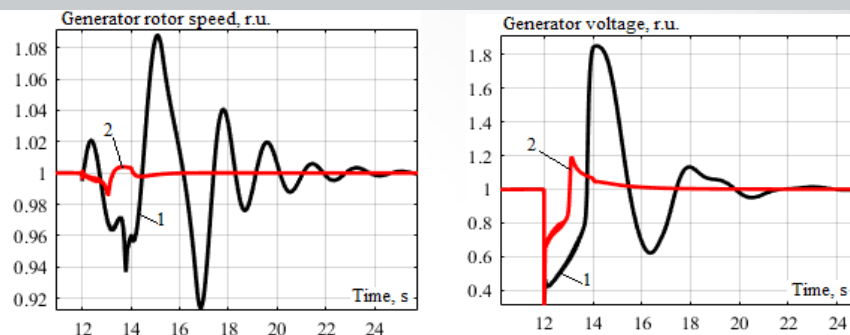


Рис. 2. Скорость ротора (а) и напряжения генератора (б) при пуске мощного АД: 1 – классические АРВ и АРС; 2 – прогностический АРВ и СПАРС

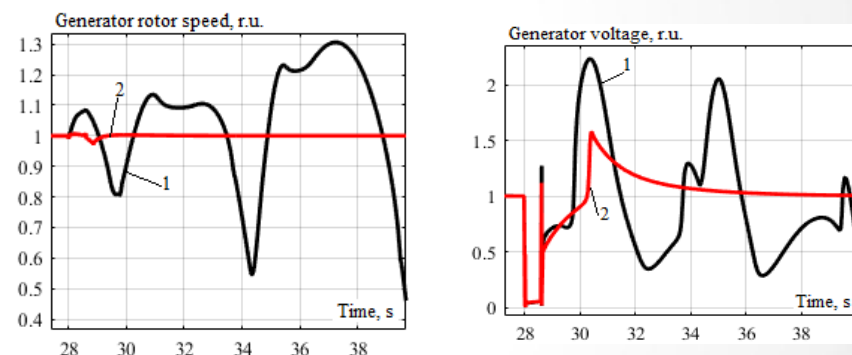


Рис.3. Скорость ротора (а) и напряжения генератора (б) при кратковременном трехфазном КЗ: 1 – классические АРВ и АРС; 2 – прогностический АРВ и СПАРС

1. Прогностические алгоритмы в регуляторах ГТУ улучшают демпферные свойства системы и позволяют обеспечить динамическую устойчивость при кратковременном трехфазном КЗ.
2. Применение прогностических АРВ и СПАРС позволяет получить приемлемое качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ без решения задачи настройки регуляторов.

14. Самонастраивающиеся прогностические регуляторы напряжения и частоты установок распределенной генерации

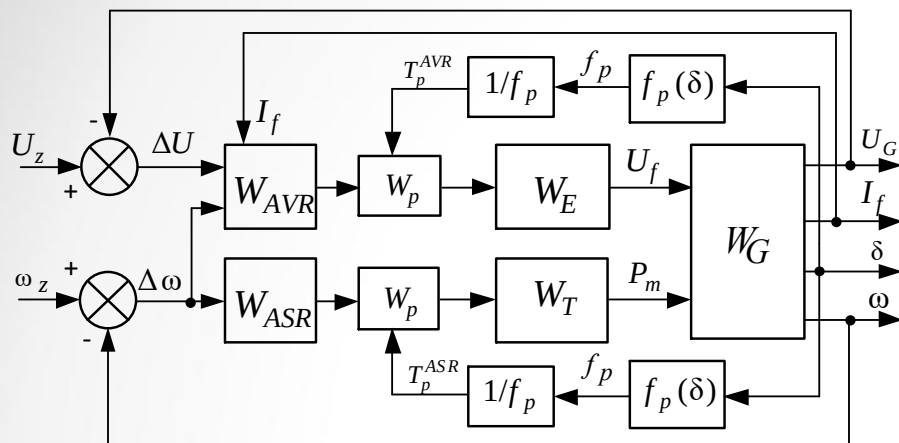


Рис. 1. Структурная схема системы регулирования напряжения и частоты с самонастраивающимися прогностическими AVR и APS

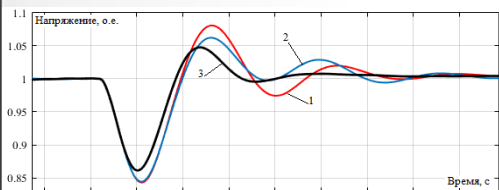


Рис.5 Напряжение при отключении мощной нагрузки

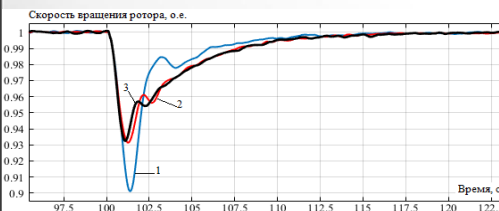


Рис.6 Скорость ротора при отключении мощной нагрузки

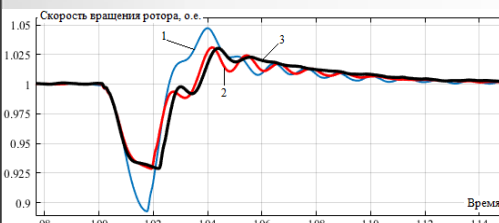


Рис.7. Скорость ротора при кратковременном КЗ:
1 – обычные AVR и APS;
2 – обычный AVR и СПАРС;
3 – СПАРВ и СПАРС

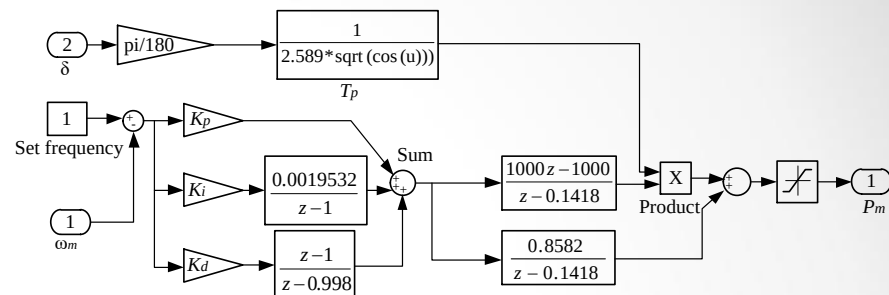


Рис. 2. Структурная схема модели цифрового СПАРС

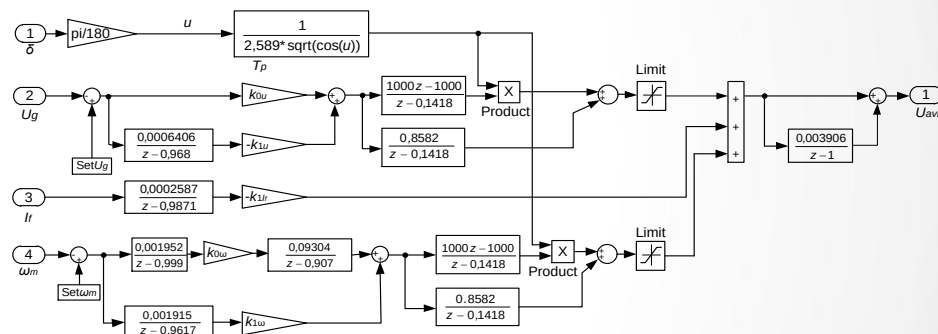


Рис. 3. Схема модели цифрового СПАРВ

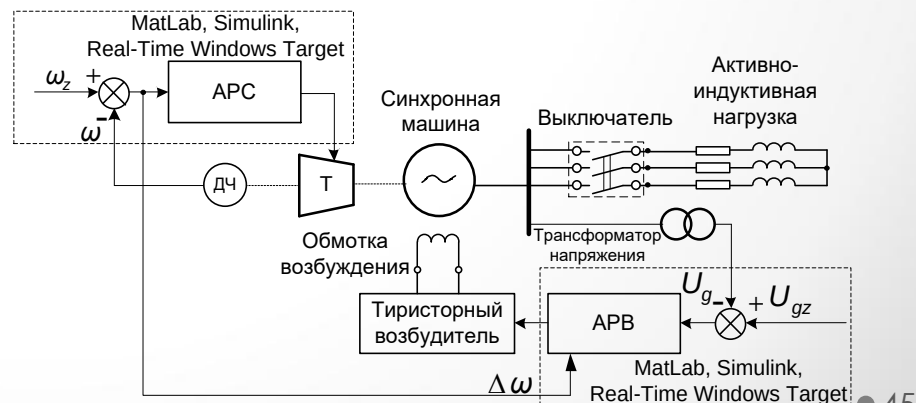


Рис. 4. Схема кибер-физической модели ТГУ

15. Исследование влияния согласованной настройки и прогностических алгоритмов регуляторов установки РГ на КЭ

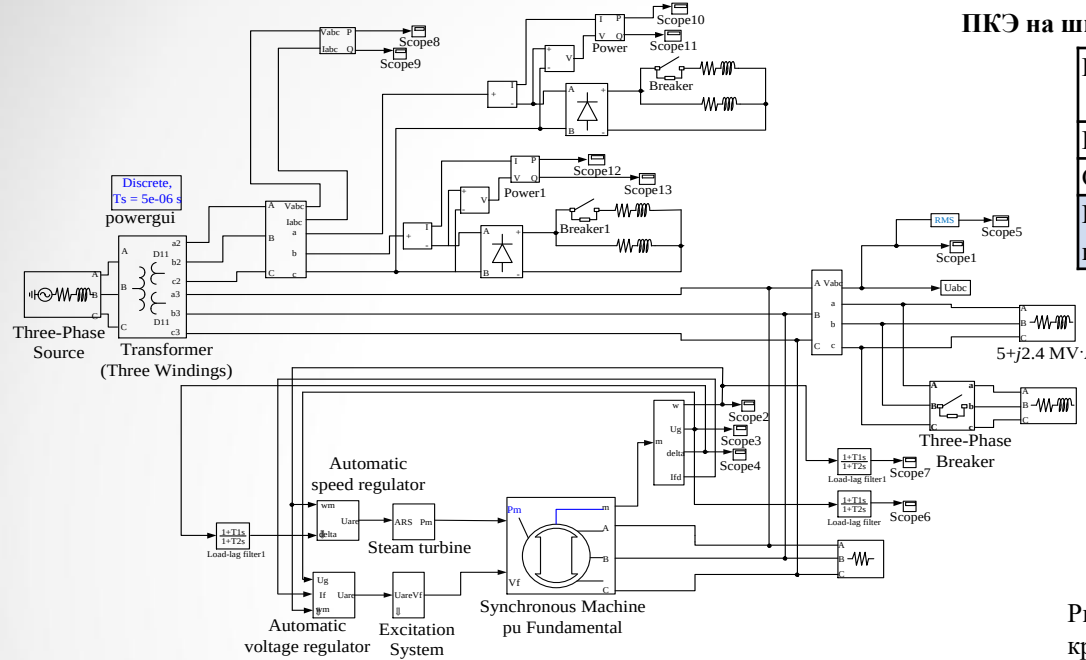


Рис. 1. Схема модели исследуемой СЭЖД в MATLAB

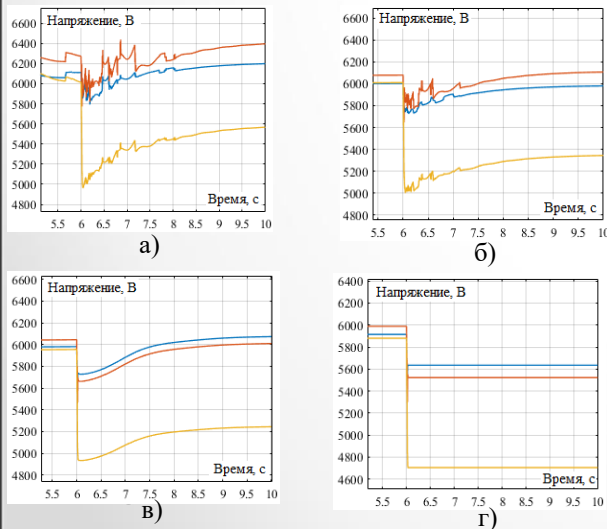


Рис.2. Напряжения на шинах 6 кВ при подключении дополнительной тяговой нагрузки

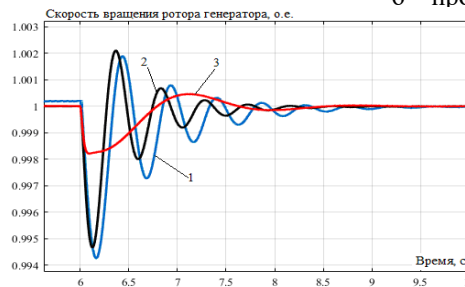
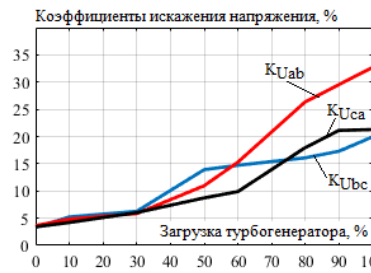


Рис. 3. Скорость ротора генератора установки РГ

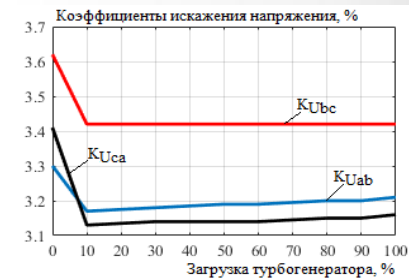
а — несогласованно настроенные АРВ и АРС;
б — согласованно настроенные АРВ и АРС;
в — прогностические согласованно настроенные АРВ и АРС; г — установка РГ отключена

ПКЭ на шинах 6 кВ после подключения дополнительной тяговой нагрузки

Режим работы регуляторов установки РГ	$k_U, \%$			$k_{2U}, \%$
	U_{ab}	U_{bc}	U_{ca}	
Несогласованно настроенные АРВ и АРС	19,37	20,89	16,97	14,97
Согласованно настроенные АРВ и АРС	11,37	13,52	12,87	13,76
Прогностические согласованно настроенные АРВ и АРС	11,33	13,50	12,82	13,69



а)



б)

Рис.4. Зависимости коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения от загрузки генератора установки РГ:
а — классические согласованно настроенные АРВ и АРС;
б — прогностические согласованно настроенные АРВ и АРС

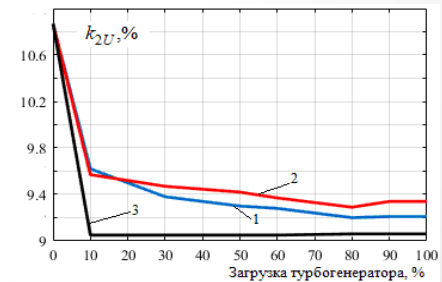


Рис. 5. Зависимости коэффициентов несимметрии напряжения по обратной последовательности:

- 1 — классические несогласованно настроенные АРВ и АРС;
- 2 — классические согласованно настроенные АРВ и АРС;
- 3 — прогностические согласованно настроенные АРВ и АРС

16. Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты установок РГ и их влияние на ПКЭ

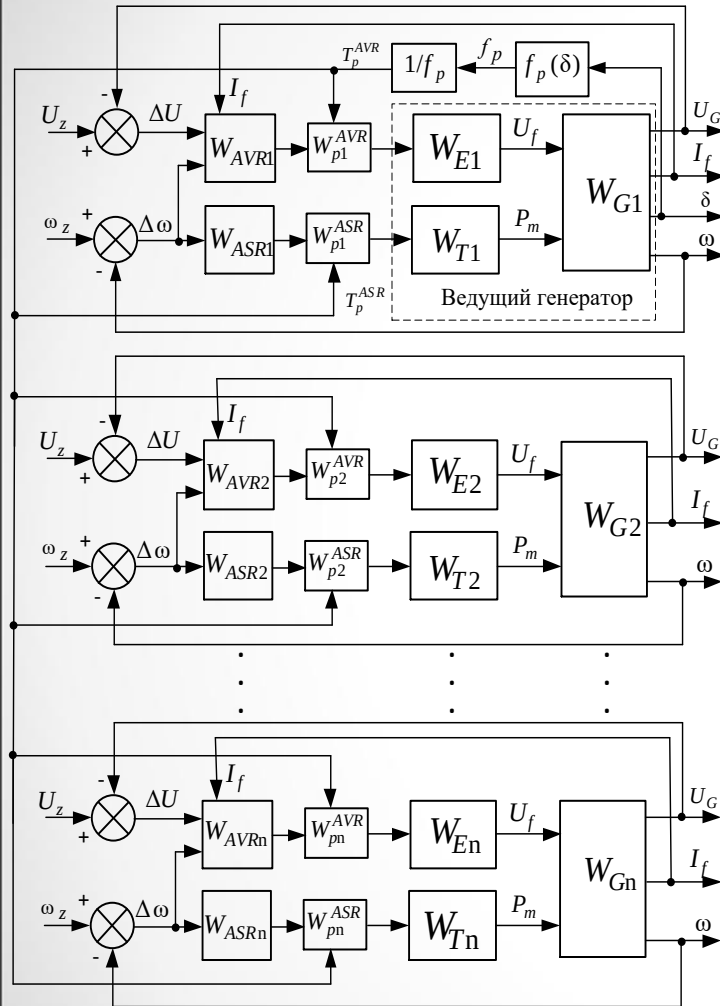


Рис. 1. Структурная схема группового регулирования прогностических АРВ и АРС методом ведущего генератора: n – число агрегатов в группе

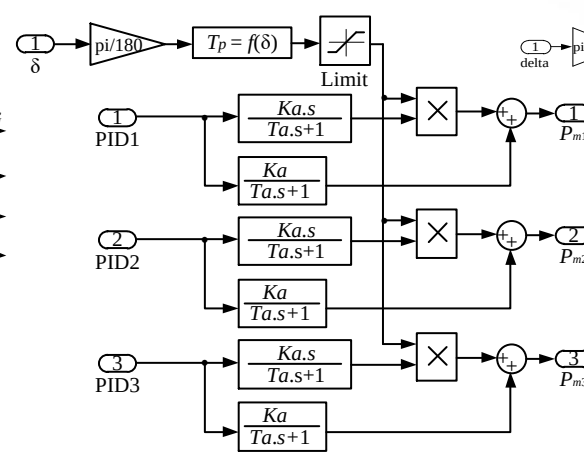


Рис. 2. Схема Simulink-модели ГПАРС

$$T_p = \frac{1}{f_p(\delta)} = \frac{1}{0,903 \cdot \sqrt{\cos \delta}}$$

Рис. 4. Схема Simulink-модели прогностического АРВ

$$T_{p1} = \frac{1}{\Omega_1(\delta)} = \frac{1}{0,2766 \cdot \sqrt{\cos \delta}}$$

$$T_{p2} = \frac{1}{\Omega_2(\delta)} = \frac{1}{0,6048 \cdot \sqrt{\cos \delta}}$$

$$T_{p3} = \frac{1}{\Omega_3(\delta)} = \frac{1}{0,7165 \cdot \sqrt{\cos \delta}}$$

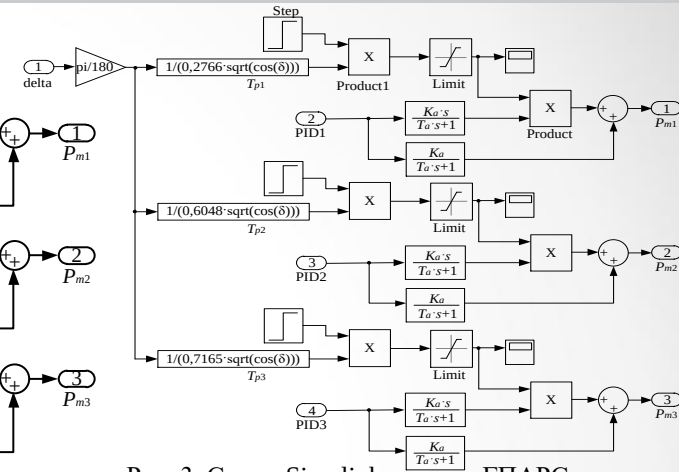


Рис. 3. Схема Simulink-модели ГПАРС с отдельным ПЗ для каждого АРС

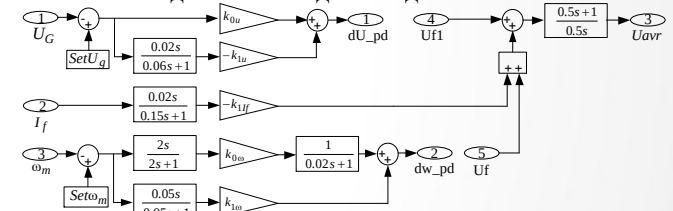


Рис. 4. Схема Simulink-модели прогностического АРВ

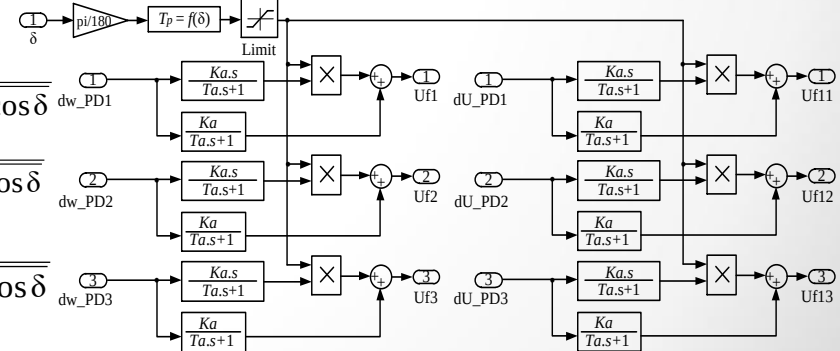


Рис. 5. Схема Simulink-модели ГПАРН

Полученный диапазон резонансных частот позволяет определить диапазон значений постоянных времени прогнозирующих звеньев отдельных АРС синхронных генераторов

16. Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты установок РГ и их влияние на ПКЭ

Исследование влияния групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты на показатели качества процессов управления ГТУ

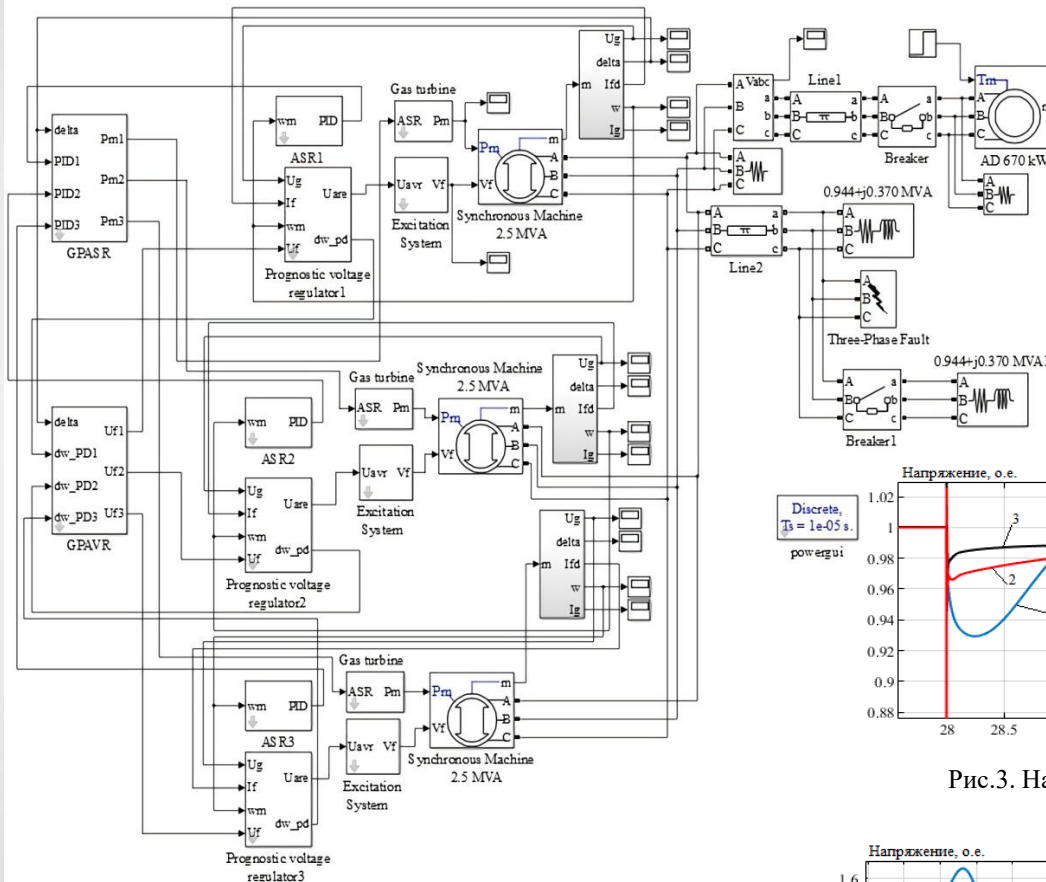


Рис. 1. Схема изолированной СЭС с ГТУ в Matlab

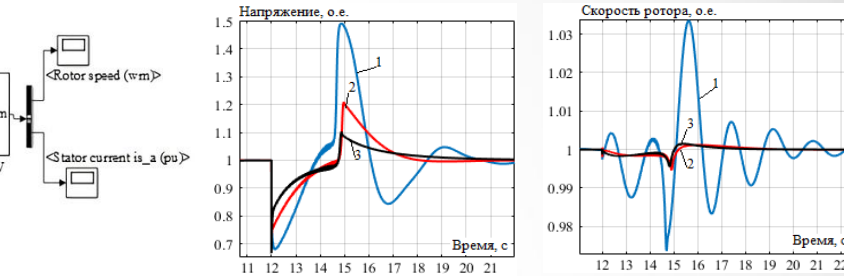


Рис.2. Напряжение и скорость ротора генератора при пуске мощного асинхронного двигателя:
1 – локальное регулирование напряжения и частоты с помощью обычных АРВ и АРС;
2 – локальное регулирование напряжения и частоты с помощью прогностических АРВ и АРС; 3 – использование ГПАСР и ГПАРН

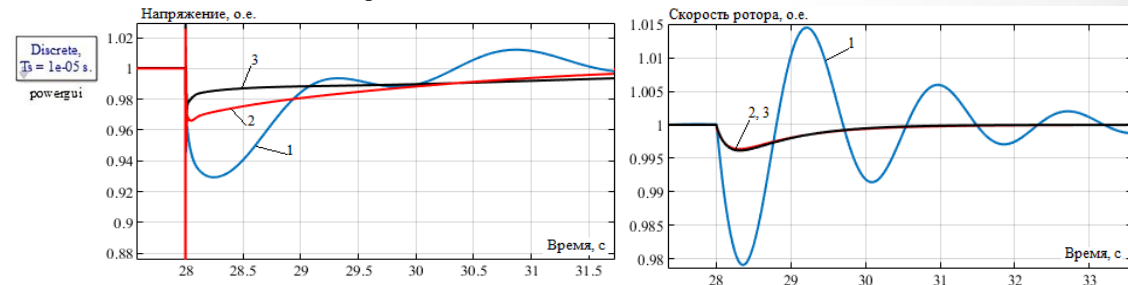


Рис.3. Напряжение и скорости ротора ведущего генератора при подключении дополнительной нагрузки: 1, 2, 3 – аналогично рис.2

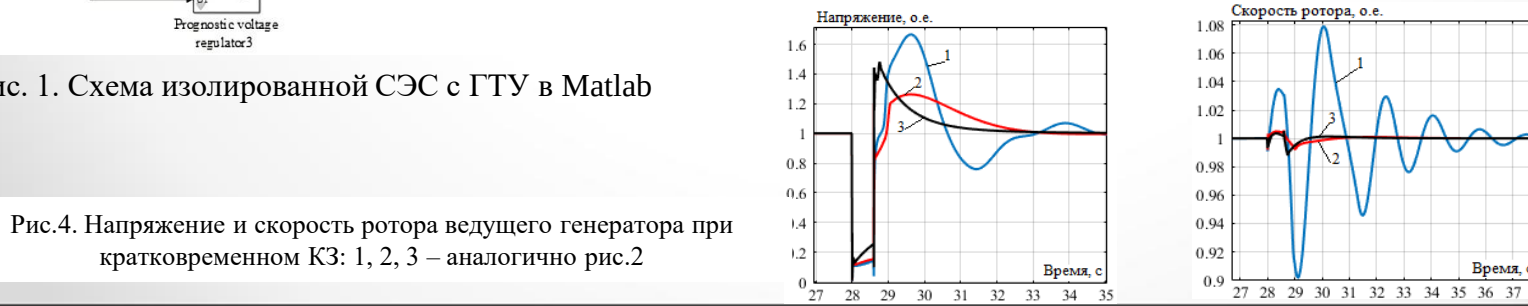


Рис.4. Напряжение и скорость ротора ведущего генератора при кратковременном КЗ: 1, 2, 3 – аналогично рис.2

16. Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты установок РГ и их влияние на ПКЭ

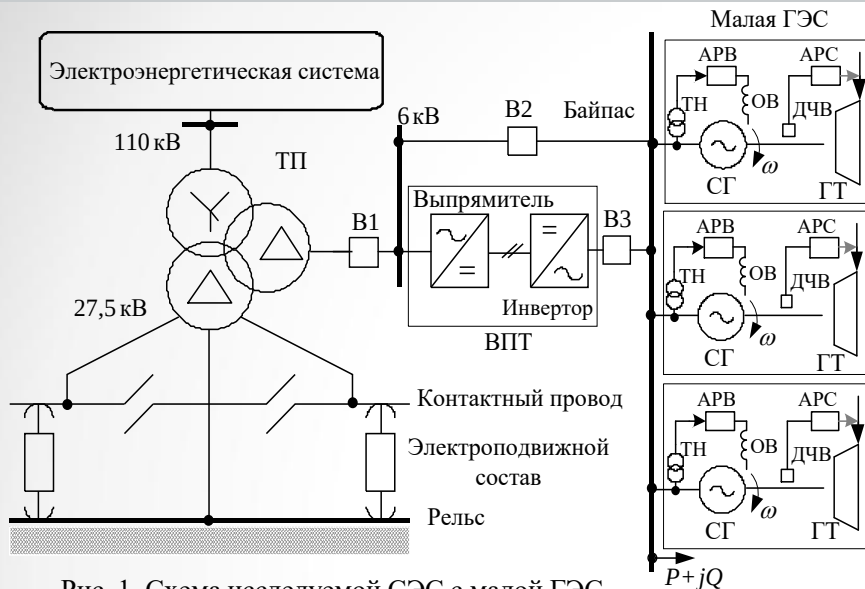


Рис. 1. Схема исследуемой СЭС с малой ГЭС

Коэффициенты несинусоидальности и несимметрии напряжения при подключении нетяговых потребителей через ВПТ, %

№	Режим работы СЭС	k_{UAB}	k_{UBC}	k_{UCA}	k_{2U}
1	Установка РГ отключена	1,713	2,557	2,582	0,846
2	Включена установка РГ с классическими АРВ и АРС без группового управления	1,326	1,754	2,196	0,738
3	Включена установка РГ с прогностическими АРВ и АРС без группового управления	1,233	1,573	2,047	0,631
4	Включена установка РГ с групповыми прогностическими регуляторами напряжения и частоты	1,035	1,474	1,889	0,522
5	Различие между строками 1 и 2 %	29,2	45,8	17,6	14,6
6	Различие между строками 3 и 4 %	19,1	6,7	8,4	20,9

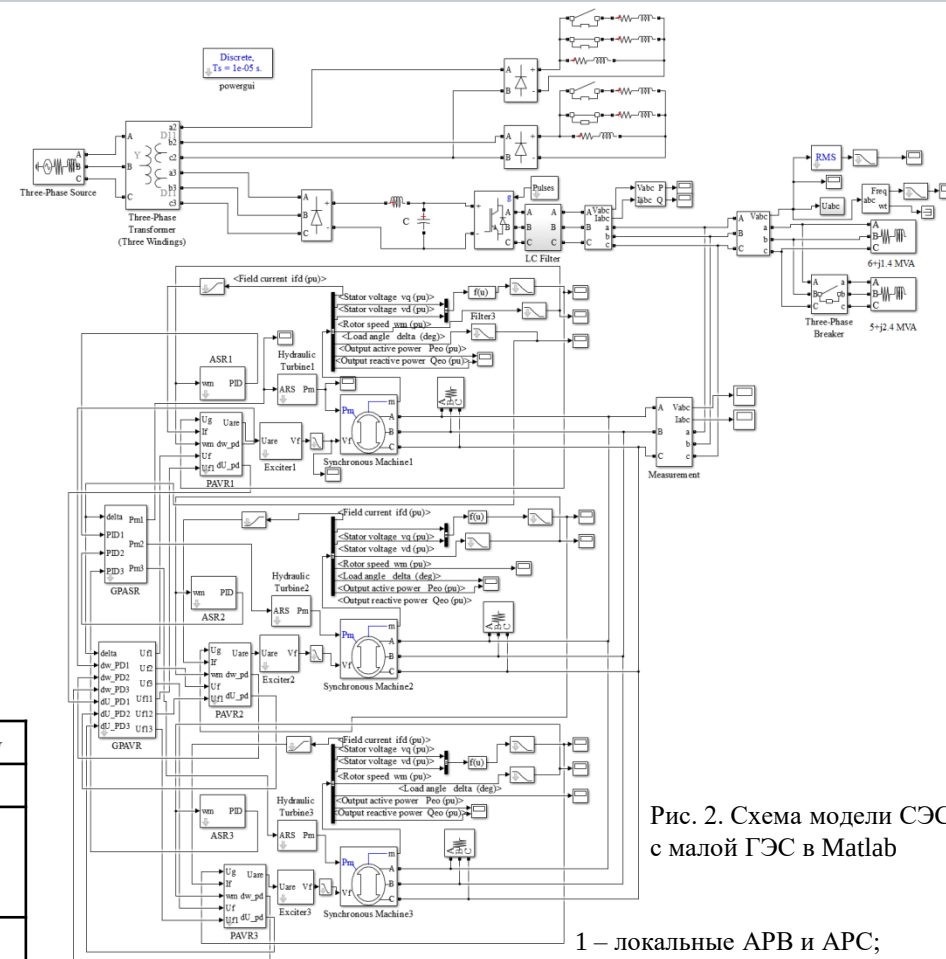


Рис. 2. Схема модели СЭС с малой ГЭС в Matlab

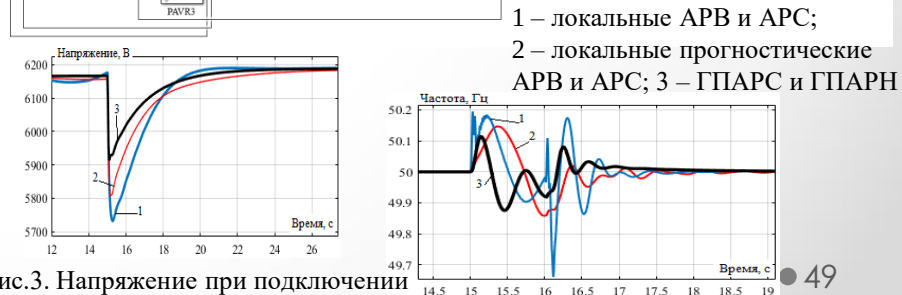


Рис.3. Напряжение при подключении дополнительной нагрузки

Рис.4. Частота при кратковременном КЗ

17. Способы устранения фликера в сетях с установками РГ

Устранение фликера в сетях с установками РГ с помощью локальных согласованно настроенных и прогностических APB и APC

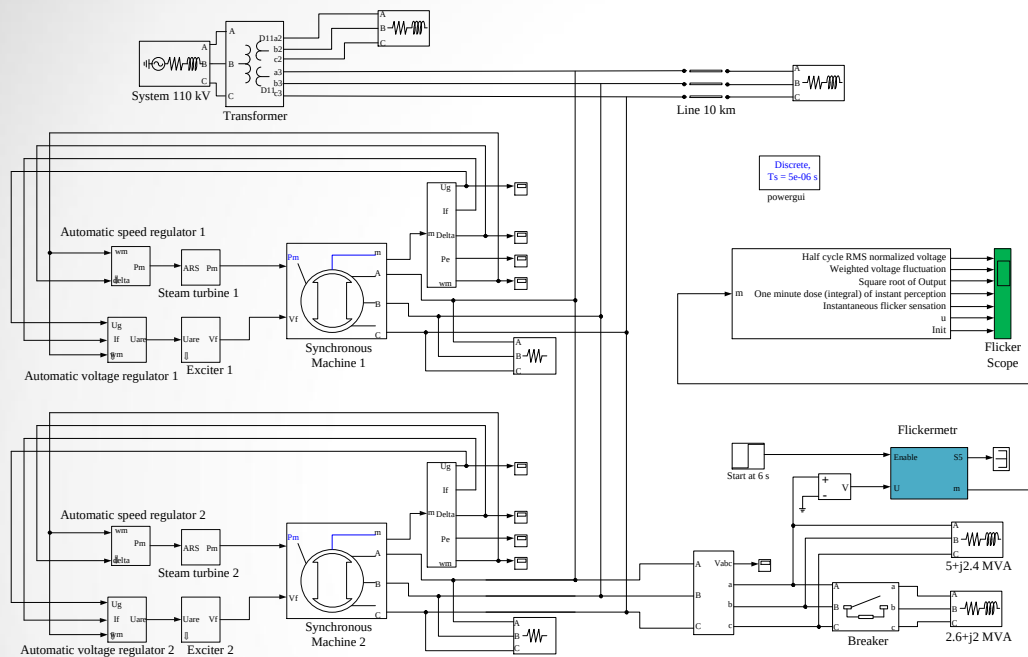


Рис. 1. Схема модели исследования в MATLAB

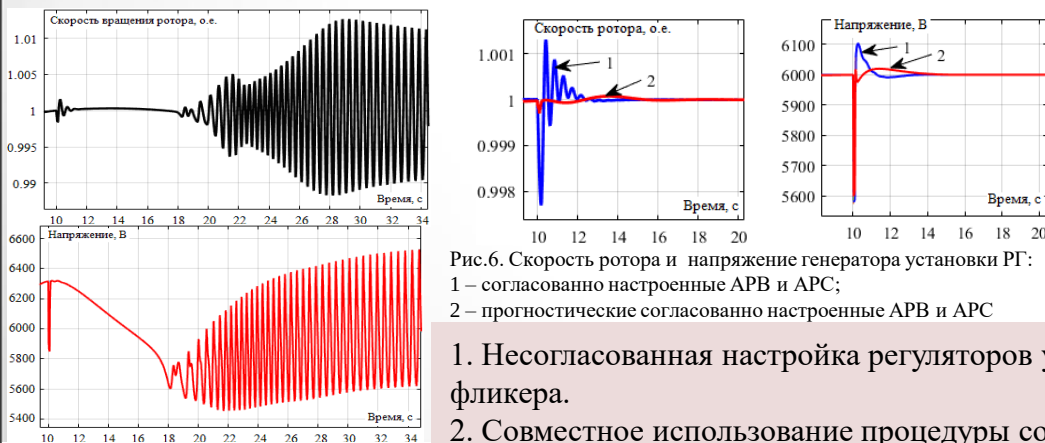


Рис.6. Скорость ротора и напряжение генератора установки РГ:
1 – согласованно настроенные АРВ и АРС;
2 – прогностические согласованно настроенные АРВ и АРС

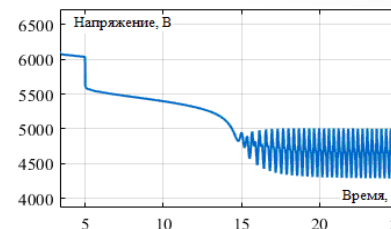


Рис.2. Напряжение при подключении дополнительной нагрузки

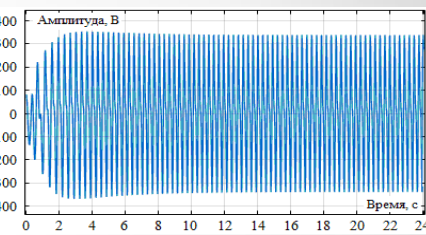


Рис. 3. Выделенный шум

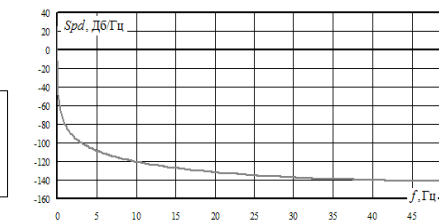
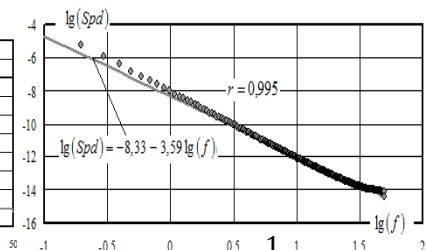


Рис.4. Зависимость Spd от частоты



$$Spd \sim \frac{1}{f^{\beta}}$$

Таблица 1. Данные фликерметра при различных режимах установок РГ

Режим работы установок РГ	Среднее значение дозы фликера, о. е.	Максимальное значение дозы фликера, о. е.
Без регуляторов	86,7	631,2
С несогласованно настроенными АРВ и АРС	67,4	297,5
С согласованно настроенными АРВ и АРС	0,9	55,6
С прогностическими согласованно настроенными АРВ и АРС	0,7	43,2

1. Несогласованная настройка регуляторов установок РГ может приводить к возникновению фликера.
2. Совместное использование процедуры согласованной настройки и прогностических алгоритмов управления позволяет решить проблему возникновения фликера. При этом значительно улучшаются показатели качества переходных процессов в СЭС с установками РГ.

17. Способы устранения фликера в сетях с установками РГ

Устранение фликера в сетях с установками РГ с помощью групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты

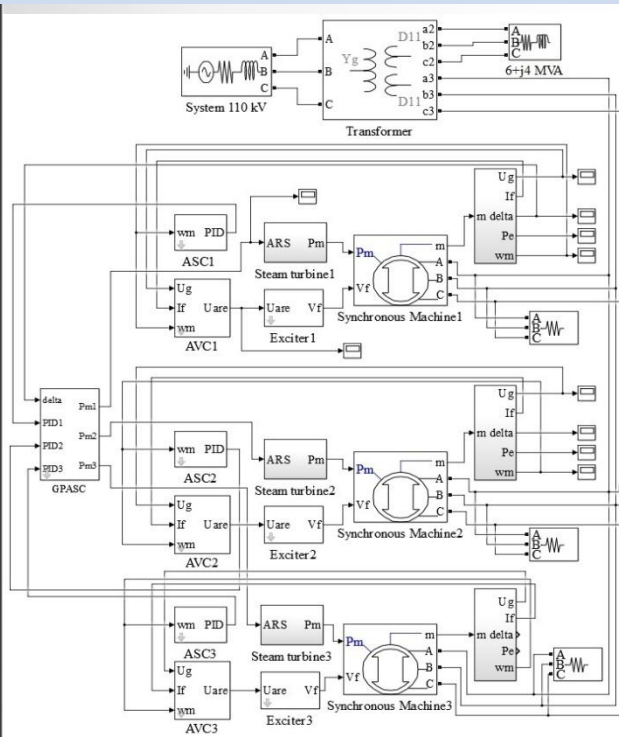


Рис. 1. Схема компьютерной модели малой ТЭС

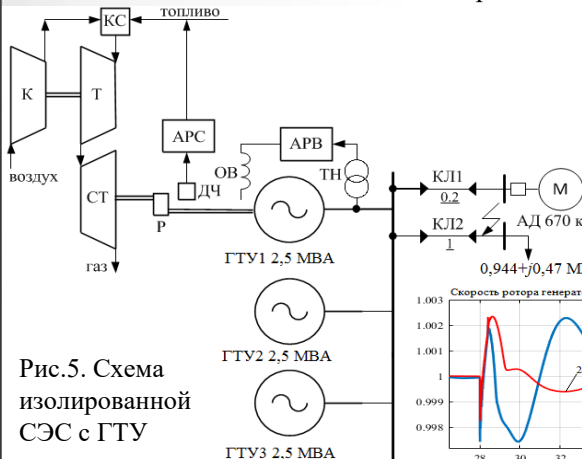


Рис. 5. Схема изолированной СЭС с ГТУ

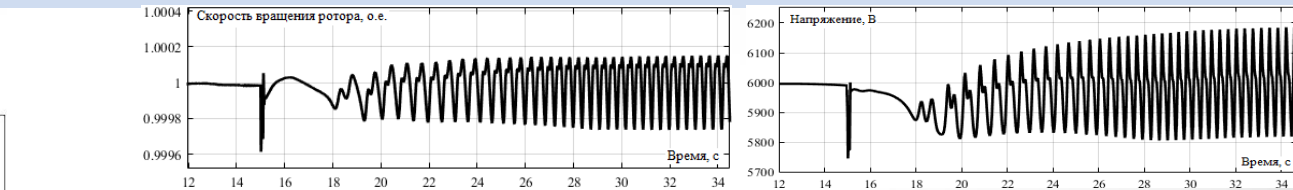


Рис. 2. Скорость ротора и напряжение генератора при временном включении мощной нагрузки: использовались АРВ и АРС с типовыми настройками



Рис. 3. Показание вликерметра

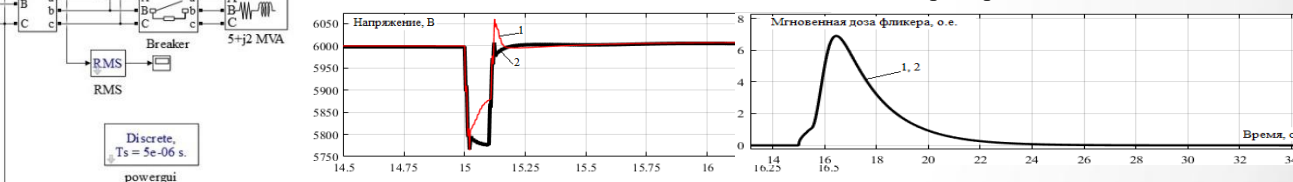


Рис. 4. Напряжение и показания вликерметра:

- 1 – использовался ГПАРС с несогласованно настроенными АРВ и АРС;
- 2 – использовался ГПАРС с согласованно настроенными АРВ и АРС

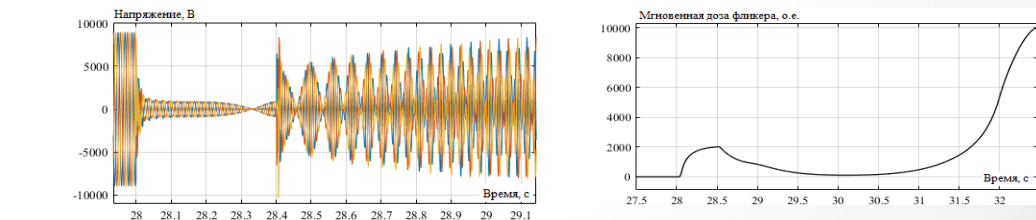
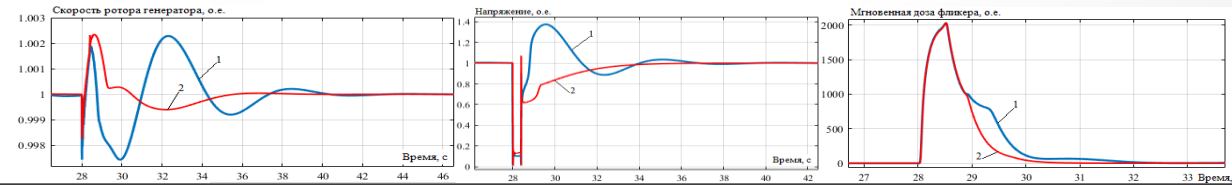


Рис. 6. Напряжение и показания вликерметра при кратковременном КЗ вблизи ГТУ: несогласованно настроенные АРВ и АРС



- 1 – прогностические АРВ и АРС;
- 2 – ГПАРС и ГПАРН

18. Исследование устойчивости и кибербезопасности прогностических регуляторов

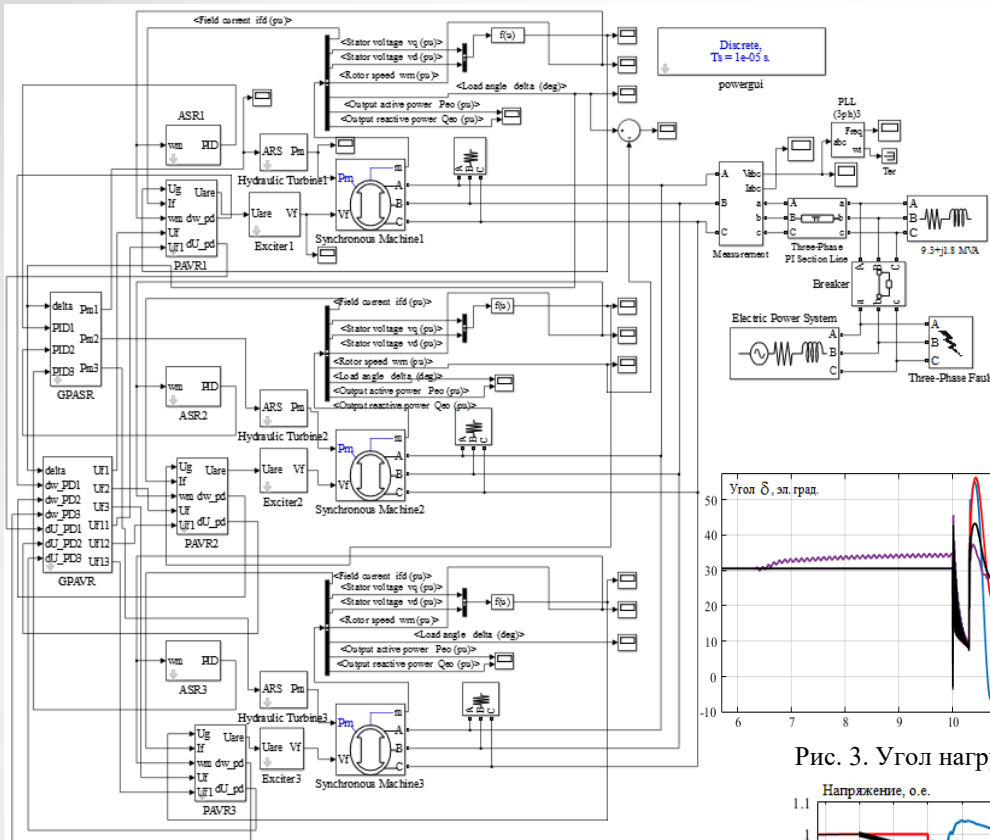


Рис. 1. Схема компьютерной модели в MATLAB

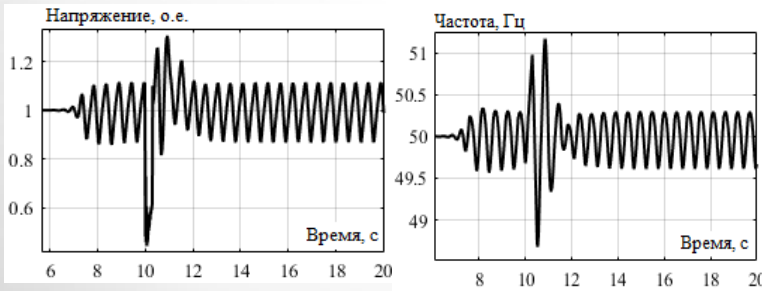


Рис. 5. Зависимости напряжения и частоты в сети при $T_p = -0,1$

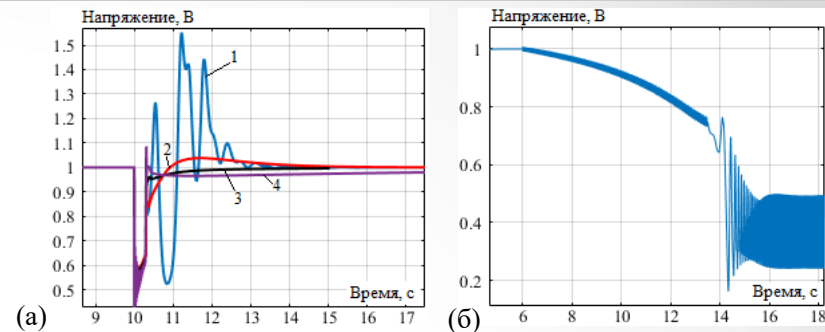


Рис.2. Зависимости напряжений: (а) при изменении T_p с дальнейшим КЗ: 1 – $T_p=0$; 2 – T_p рассчитывается автоматически и не изменяется; 3 – T_p увеличена в n раз, где n – число параллельно работающих генераторов; 4 – T_p увеличена в 10 раз; (б) без КЗ: T_p увеличена в 100 раз

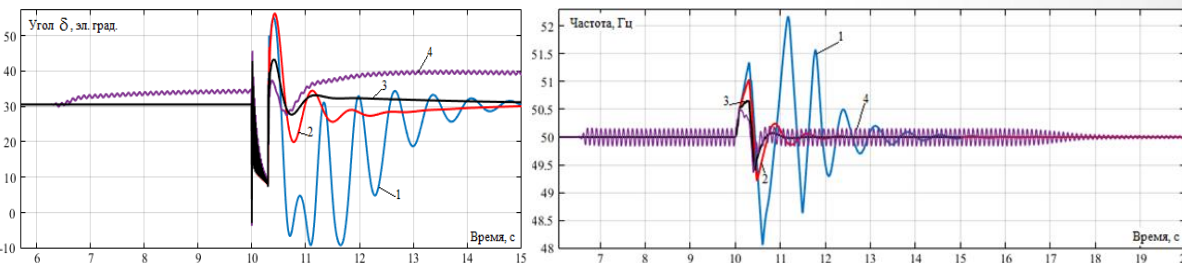


Рис. 3. Угол нагрузки генератора δ

Рис.4. Частота при изменении T_p с дальнейшим КЗ

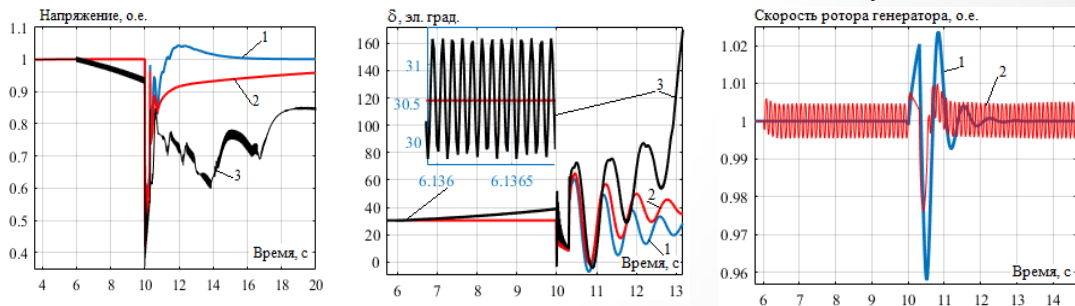


Рис.6. Напряжение и угла нагрузки генератора при изменении T_p только у ГПАРН и дальнейшем КЗ: 1 – T_p рассчитывается автоматически и не изменяется; 2 – T_p увеличена 10 раз; 3 – T_p увеличена в 100 раз

Рис.7. Скорость ротора генератора при изменении T_p только у ГПАРС и дальнейшем КЗ

В случае несанкционированного изменения времени прогноза у групповых прогностических регуляторов ухудшаются показатели качества управления и возможна потеря устойчивости. Это подтверждает необходимость аппаратного ограничения времени прогноза и недопустимости режима с отрицательными значениями T_p у ГПАРН и (или) ГПАРС.

19. Методы оперативного определения запаса устойчивости в СЭС с установками РГ

Метод определения областей статической аperiodической устойчивости в электрических сетях с установками РГ на основе уравнений предельных режимов

Установившиеся режимы электроэнергетических систем описываются нелинейными уравнениями вида:

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = \mathbf{0}$$

$\mathbf{F} = [f_1 f_2 \dots f_n]^T$ – n -мерная вектор-функция, отвечающая уравнениям баланса мощностей или токов в узлах сети

$\mathbf{Y} = [y_1 y_2 \dots y_m]^T$ – заданный вектор регулируемых параметров (независимых переменных);

$\mathbf{X} = [x_1 x_2 \dots x_n]^T$ – искомый вектор нерегулируемых параметров (зависимых переменных)

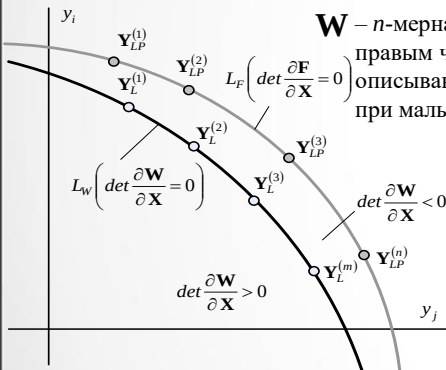


Рис. 1. Области устойчивости и существования режимов в пространстве параметров $\mathbf{Y}$

$\mathbf{S} = [s_1 s_2 \dots s_n]^T, \mathbf{R} = [r_1 r_2 \dots r_n]^T$ – собственные вектора матриц Якоби, отвечающие нулевому собственному значению

Уравнения предельных режимов (УПР): $\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_0 + T\Delta\mathbf{Y}$ – вектор регулируемых параметров

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}[\mathbf{X}, \mathbf{Y}(T)] &= \mathbf{0}; \\ \mathbf{V}[\mathbf{X}, \mathbf{S}, \mathbf{Y}(T)] &= \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{S} = \mathbf{0}; \\ U(\mathbf{S}) &= \mathbf{S}^T \mathbf{S} - 1 = 0. \end{aligned} \right\} \quad \left. \begin{aligned} \mathbf{F}[\mathbf{X}, \mathbf{Y}(T)] &= \mathbf{0}; \\ \mathbf{V}[\mathbf{X}, \mathbf{S}, \mathbf{Y}(T)] &= \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{S} = \mathbf{0}; \\ U(\mathbf{S}) &= \mathbf{S}^T \mathbf{S} - 1 = 0. \end{aligned} \right\}$$

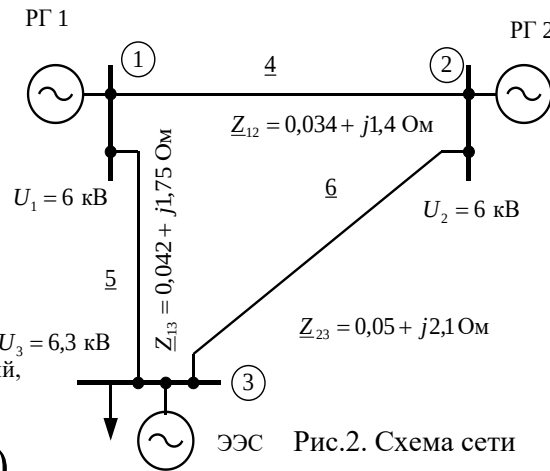


Рис. 2. Схема сети

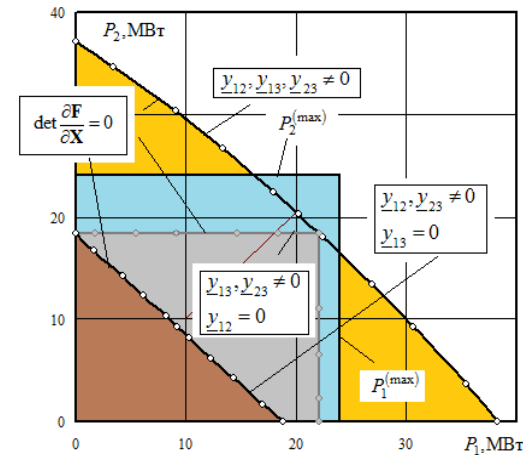


Рис. 3. Области САУ при различных структурах сети

Таблица 1. Результаты расчета режимов полной схемы

P_1 , МВт	P_2 , МВт	P_{ij} , МВт	δ_1 , град	δ_2 , град	Q_1 , Мвар	Q_2 , Мвар
2	2	3,9	5,6	5,9	-0,97	-0,8
5	5	9,88	14,31	15,1	-0,5	-0,36
10	10	19,7	29,49	31	1,54	1,49
15	15	29,3	47,4	49,82	5,62	5,2
20	20	38,3	80,26	84,1	16,5	14,9

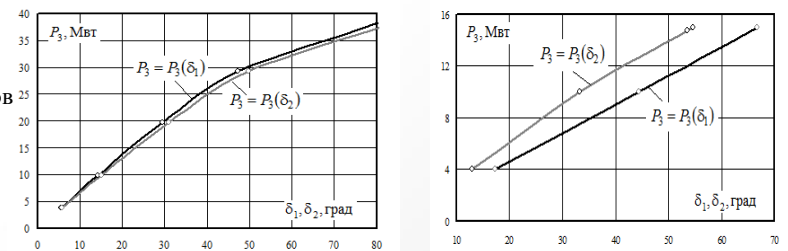


Рис. 4. Зависимости активной мощности, поступающей в систему от углов δ_1 и δ_2 для полной схемы сети и после отключения линии 1-3

19. Методы оперативного определения запаса устойчивости в СЭС с установками РГ

Запас статической устойчивости можно определять как евклидову норму вектора **K**, характеризующую его длину

$$\mathfrak{Z} = (\mathbf{K}^T \mathbf{K})^{\frac{1}{2}} = \left(\sum_{i=1}^m k_i^2 \right)^{\frac{1}{2}} = \left(\sum_{i=1}^m \mu_i^2 (y_{iL} - y_{i0})^2 \right)^{\frac{1}{2}}, \quad \mu_i = \frac{1}{k_{iH} y_{iHOM}}$$

для достоверной оценки запаса устойчивости необходим поиск критического направления утяжеления $\mathbf{Y}^*(T) = \mathbf{Y}_0 + T \Delta \mathbf{Y}^*$ соответствующего наименьшей длине вектора **K**

Определить $\mathfrak{Z}_{\min} = \min(\mathbf{DY}^T \mathbf{M}^2 \mathbf{DY})^{\frac{1}{2}}$ при ограничениях $\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + \mathbf{DY}) = \mathbf{0}$

$\mathbf{Y}_0$ – значение вектора регулируемых параметров в режиме, для которого определяется запас;

$\mathbf{DY} = [dy_1 \ dy_2 \ \dots \ dy_n]^T$ – вектор приращений переменных $\mathbf{Y}_0$, обеспечивающих «вывод» режима на гиперповерхность L_F

$\mathbf{M} = \text{diag } \mu_i$

Функция Лагранжа: $L(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + \mathbf{DY}, \Lambda) = (\mathbf{DY}^T \mathbf{M}^2 \mathbf{DY})^{\frac{1}{2}} + \mathbf{F}^T(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + \mathbf{DY}) \Lambda$

Минимуму L соответствуют условия

Рис. 2. Геометрическая интерпретация поиска критического направления утяжеления

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{DY}} = \mathbf{M}^2 \mathbf{DY} (\mathbf{DY}^T \mathbf{M}^2 \mathbf{DY})^{-\frac{1}{2}} + \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{DY}} \right)^T \Lambda = \mathbf{0};$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{X}} = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \Lambda = \mathbf{0};$$

$$\frac{\partial L}{\partial \Lambda} = \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + \mathbf{DY}) = \mathbf{0}.$$

$$\mathbf{R} = \mathfrak{Z}_{\min} \Lambda = (\mathbf{DY}^T \mathbf{M}^2 \mathbf{DY})^{\frac{1}{2}} \Lambda$$

Модификация УПР для поиска предельного режима в критическом направлении утяжеления:

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F} \left(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 - \mathbf{M}^{-2} \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{DY}} \right)^T \mathbf{R} \right) &= \mathbf{0}. \\ \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} &= \mathbf{0}. \end{aligned} \right\}$$

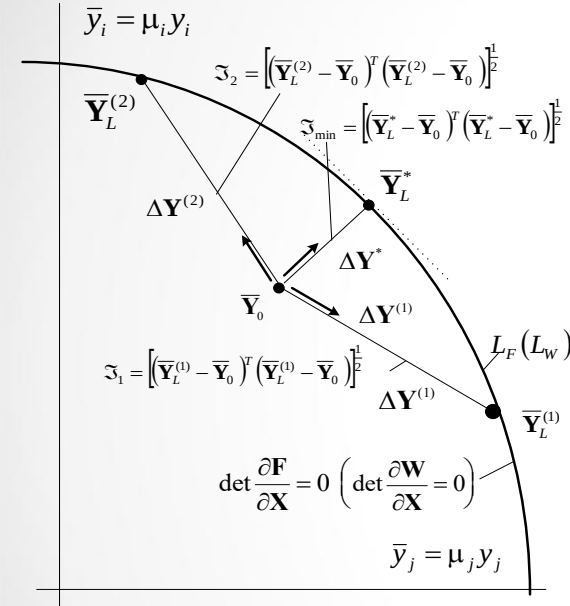


Рис. 1. К определению запаса устойчивости

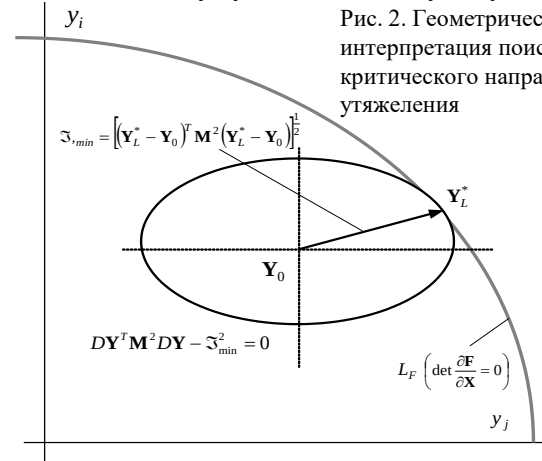


Таблица 1. Запасы устойчивости для трехузловой схемы

Мощности установок и запасы устойчивости	Номер режима			
	1	2	3	4
$y_{10} = P_{10}$, МВт	10,0	20,00	10,0	20,0
$y_{20} = P_{20}$, МВт	20,0	10,00	10,0	20,0
$\mathfrak{Z}^*$, МВт	7,20	7,38	14,5	0,34
$\mathfrak{Z}^*$, %	55,0	58,00	145,	1,70

Запас устойчивости в мегаваттах:

$$\mathfrak{Z}^* = \sqrt{\sum_{k=1}^2 (P_{L1} - P_{01})^2} = (1 + \alpha) \sqrt{\mathbf{R}^T \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{DY}} \right) \mathbf{M}^{-2} \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{DY}} \right)^T \mathbf{R}}$$

Запас устойчивости в %:

$$\mathfrak{Z}^* = 100 \sqrt{\sum_{k=1}^2 \left(\frac{P_{L1} - P_{01}}{P_{01}} \right)^2}$$

19. Методы оперативного определения запаса устойчивости в СЭС с установками РГ

Альтернативный подход к решению задачи определения запасов устойчивости, основанный на использовании следующей системы уравнений:

$$\mathbf{V}(\mathbf{X}) = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0) = \mathbf{0} \quad \rightarrow \quad \mathbf{V}(\mathbf{X}) = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0) = \mathbf{0};$$

$$u(\mathbf{X}, c) = \mathbf{F}^T(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0) \cdot \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0) - 1 - c^2 = 0,$$

$$\mathfrak{Z} = \sqrt{\sum_{k=1}^2 (P_{L1} - P_{01})^2}$$

$$\mathfrak{Z}^* = 100 \sqrt{\sum_{k=1}^2 \left(\frac{P_{L1} - P_{01}}{P_{01}} \right)^2}$$

где c – переменная, которая определяет значение запаса устойчивости

Таблица 1. Запасы устойчивости

№	P_{10} , МВт	P_{20} , МВт	$\mathfrak{Z}$, МВт	$\mathfrak{Z}^*$, %
1	5	5	21.52	430
2	10	20	7,2	55
3	10	25	3,47	25
4	15	15	7,4	49
5	19	19	1,8	9
6	25	10	3,74	28

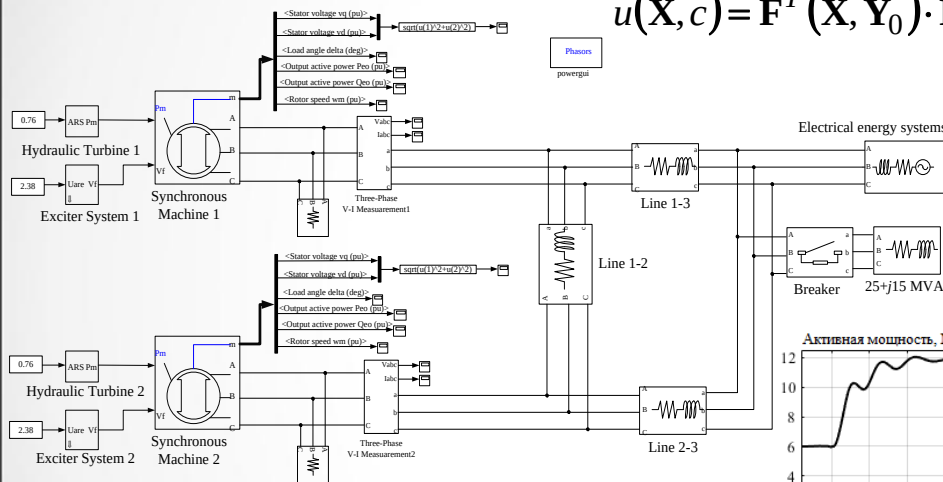
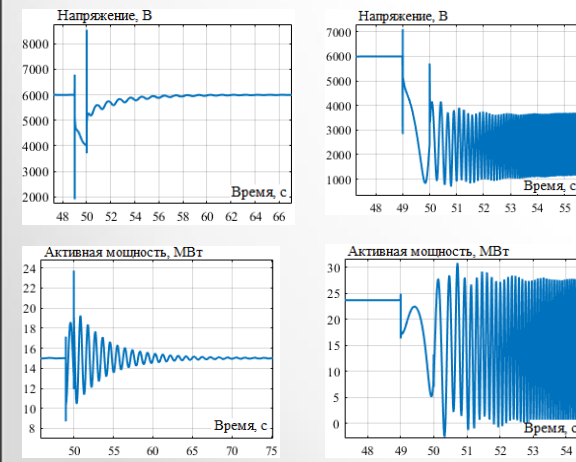


Рис.1. Схема модели исследуемой сети в Matlab



Режим устойчивый

Режим неустойчивый

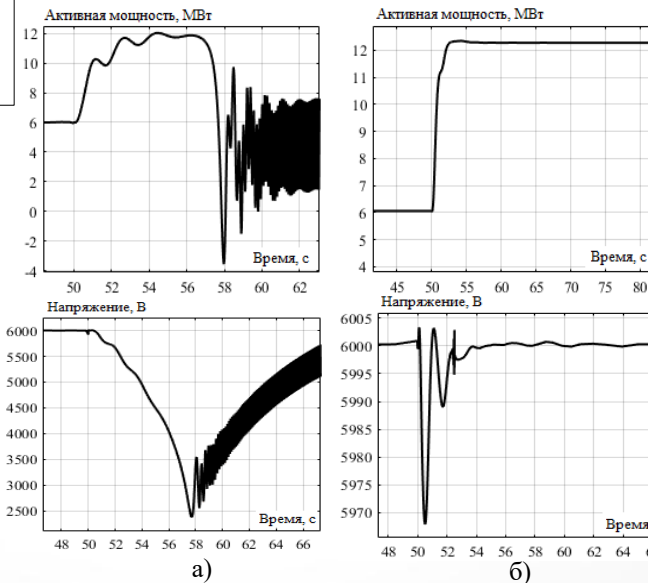


Рис. 3. Мощность и напряжение установки РГ1 при увеличении загрузки генераторов с $P_1=6$ МВт, $P_2=6$ МВт до $P_1=12$ МВт, $P_2=10$ МВт в схеме сети с отключенной линией 1-3:

а) без регуляторов; б) с использованием прогностических АРВ и АРС

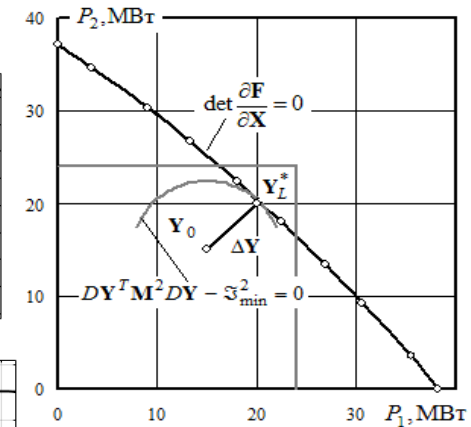


Рис.2. Определение предельных режимов в направлении $\Delta \mathbf{Y}^*$ с использованием УПР повышенной нелинейности

19. Методы оперативного определения запаса устойчивости в СЭС с установками РГ

Пусть компоненты вектора $\mathbf{Y}$ являются случайными величинами.

Стохастический подход к оценке запаса САУ можно сформулировать следующим образом:

Определить $C_L = \text{extr} \left(\frac{1}{2} \mathbf{DY}^T \mathbf{S}^{-1} \mathbf{DY} \right)$ при ограничениях в виде уравнений установившегося режима $\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{MY} + \mathbf{DY}) = 0$

Функция Лагранжа $\mathbf{L}(\mathbf{X}, \mathbf{MY} + \mathbf{DY}, \boldsymbol{\Lambda}) = \left(\frac{1}{2} \mathbf{DY}^T \mathbf{S}^{-1} \mathbf{DY} \right) + \mathbf{F}^T(\mathbf{X}, \mathbf{MY} + \mathbf{DY}) \boldsymbol{\Lambda}$,

Экстремуму L соответствуют условия:

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{DY}} = \mathbf{S}^{-1} \mathbf{DY} \left(\mathbf{DY}^T \mathbf{S}^{-1} \mathbf{DY} \right)^{-\frac{1}{2}} + \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{DY}} \right)^T \boldsymbol{\Lambda} = 0;$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{X}} = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \boldsymbol{\Lambda} = 0;$$

$$\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\Lambda}} = \mathbf{F}[\mathbf{X}, \mathbf{MY} + \mathbf{DY}] = 0,$$

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{R} &= \left(\mathbf{DY}^T \mathbf{S}^{-1} \mathbf{DY} \right)^{\frac{1}{2}} \boldsymbol{\Lambda} \\ \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{R}, \gamma) &= \mathbf{F} \left[\mathbf{X}, \mathbf{MY} - \gamma \mathbf{S} \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{DY}} \right)^T \mathbf{R} \right] = 0; \\ \mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{R}) &= \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} = 0; \end{aligned} \right\} \Rightarrow$$

$$\mathbf{w}(\mathbf{R}) = \mathbf{R}^T \mathbf{R} - 1 = 0.$$

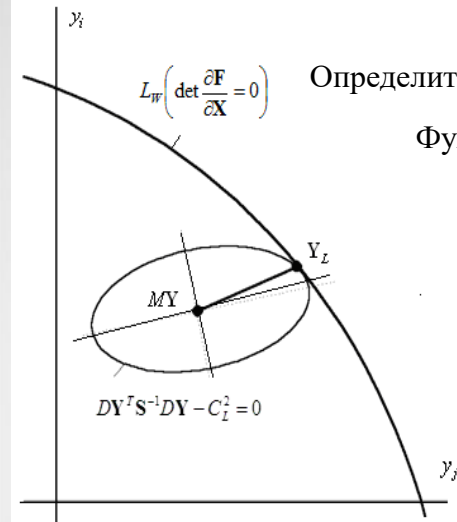


Рис. 1. Определение запаса статической аperiodической устойчивости в стохастической постановке

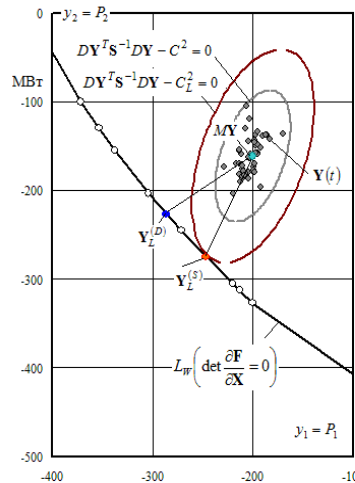


Рис. 4. Результаты определения предельных режимов

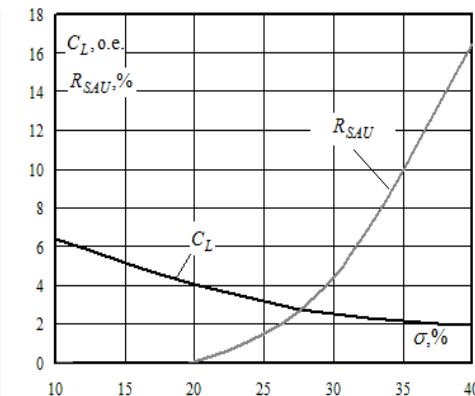


Рис.5. Зависимости параметров предельных режимов от среднеквадратичного отклонения мощностей нагрузок

$$R_{SAU} = \exp \left(- \frac{\mathbf{DY}_L^T \mathbf{S}^{-1} \mathbf{DY}_L}{2} \right) = \exp \left(- \frac{C_L^2}{2} \right)$$

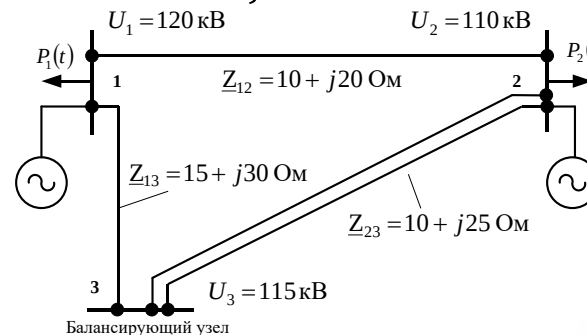


Рис. 2. Схема исследуемой ЭЭС

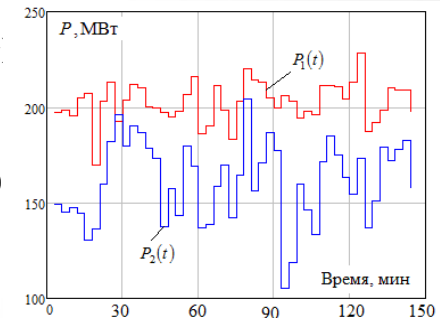


Рис. 3. Графики нагрузки

Таблица 1. Параметры предельного режима в зависимости от среднеквадратичного отклонения мощностей нагрузок

$\sigma, \%$	$C_L, \text{o.e.}$	$R_{SAU}, \%$	$y_{L1}^{(s)}, \text{МВт}$	$y_{L2}^{(s)}, \text{МВт}$
10	6,4	$1,28 \cdot 10^{-7}$	-248,00	-275
20	4,03	0,03	-273,00	-245
30	2,5	4,4	-276,00	-241
40	1,9	16,4	-278,00	-239

20. Методы противоаварийного управления установками РГ

1. Ввод режима в область устойчивости по заданным траекториям.

Уравнения предельных режимов

$$\left. \begin{aligned} F[X, Y(T)] &= 0; \\ V[X, R, Y(T)] &= \left(\frac{\partial F}{\partial X} \right)^T R = 0; \\ U(R) &= R^T R - 1 = 0. \end{aligned} \right\}$$

1. Осуществляется выход на предельную гиперповерхность в направлении DY.
2. Производится разгрузка в направлении вектора R.

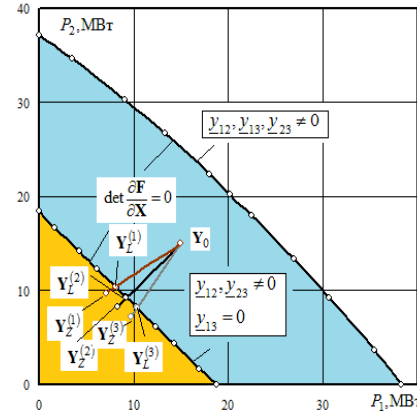


Рис. 2. Ввод режима в область устойчивости по заданным траекториям

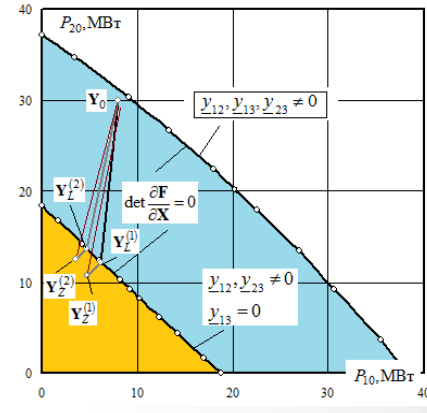


Рис. 3. Использование вектора R для ввода режима в область устойчивости

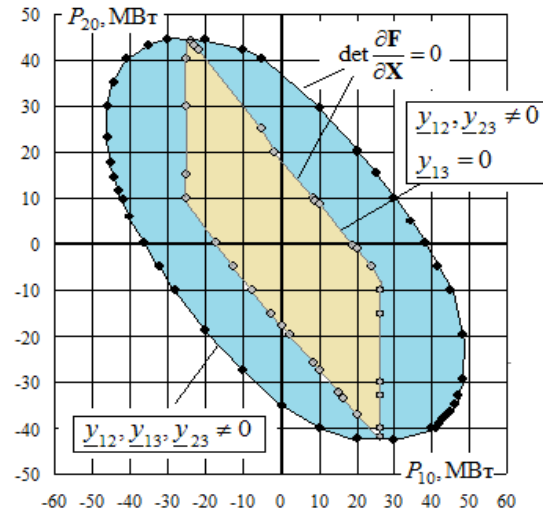


Рис. 1. «Сужение» области устойчивости при отключении линии

2. Ввод режима в область устойчивости по кратчайшей траектории.

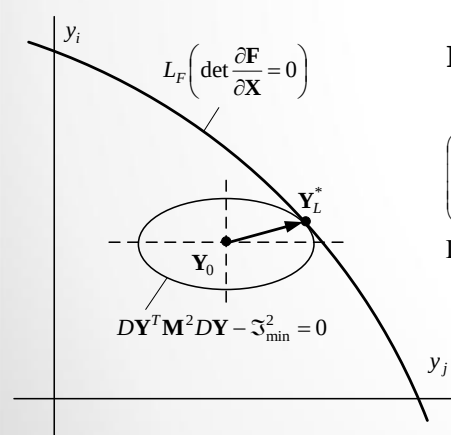


Рис. 4. Геометрическая интерпретация поиска критического направления утяжеления

$$\left. \begin{aligned} F[X, Y_0 - M^{-2} \left(\frac{\partial F}{\partial DY} \right)^T R] &= 0; \\ \left(\frac{\partial F}{\partial X} \right)^T R &= 0. \end{aligned} \right\}$$

При использовании метода Ньютона

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial X} & \frac{\partial F}{\partial R} \\ \frac{\partial V}{\partial X} & \frac{\partial V}{\partial R} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X \\ \Delta R \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} F \\ V \end{bmatrix}$$

$$\frac{\partial F}{\partial R} = M^{-2} \left(\frac{\partial F}{\partial DY} \right)^T \quad \frac{\partial V}{\partial R} = \left(\frac{\partial F}{\partial X} \right)^T$$

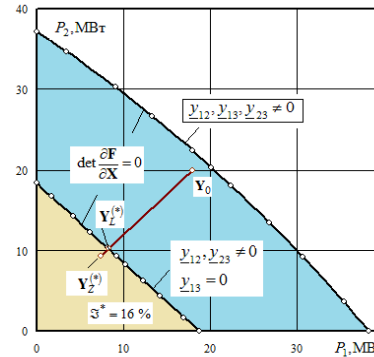


Рис. 5. Ввод режима в область устойчивости по кратчайшей траектории

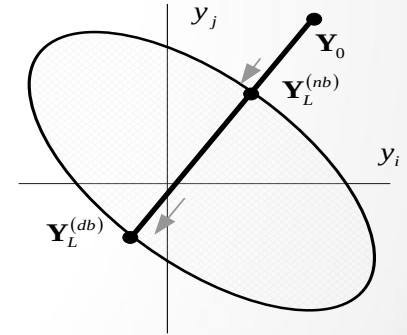


Рис. 6. К проблеме «дальней границы»

Минимизация функционала невязок УУР:

Стартовый алгоритм на основе метода В.А. Матвеева:

$$\begin{aligned} \mathfrak{N}(X) &= F^T(X, Y_0) \cdot F(X, Y_0) \\ Y_0^{(*)} &= Y_0 + t Y_0 \\ X^{(k+1)} &= X^{(k)} - \lambda^{(k)} \left[\frac{\partial F}{\partial X}(X^{(k)}) \right]^{-1} F(X^{(k)}) \\ B_k &= \begin{cases} \frac{1}{B_k}, & \text{если } B_k > 1 \\ 1, & \text{если } B_k \leq 1 \end{cases} \quad B_k = \frac{1}{2 \max |F(X^{(k)})|} \max \left| \sum_{(i)} \sum_{(j)} \frac{\partial^2 f_i(X^{(k)})}{\partial x_i \partial x_j} \Delta x_j^{(k)} \Delta x_i^{(k)} \right| \end{aligned}$$

20. Методы противоаварийного управления установками РГ

Качественный динамический переход при разгрузке синхронных генераторов может быть выполнен на основе оптимальной настройки регуляторов возбуждения и скорости ротора.

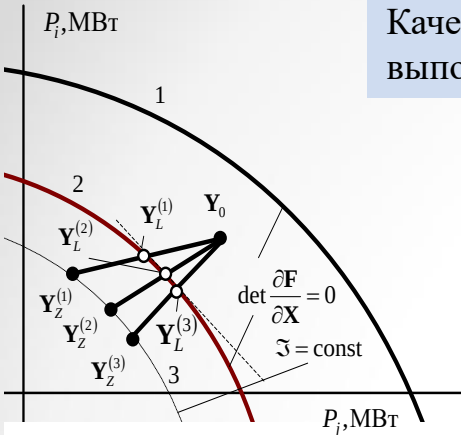


Рис. 1. К задаче ввода ПАР в область устойчивости

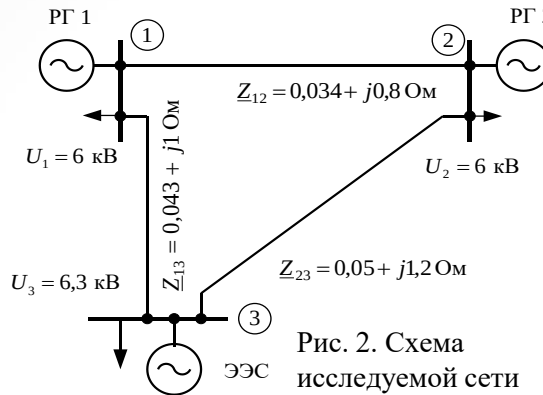


Рис. 2. Схема исследуемой сети

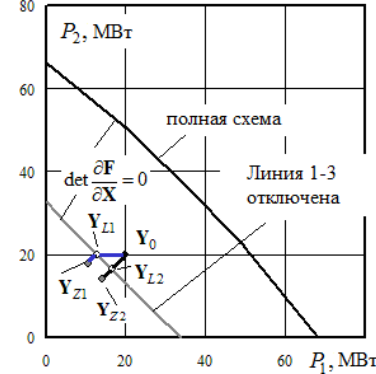


Рис. 3. Ввод режима в область устойчивости с использованием УПР

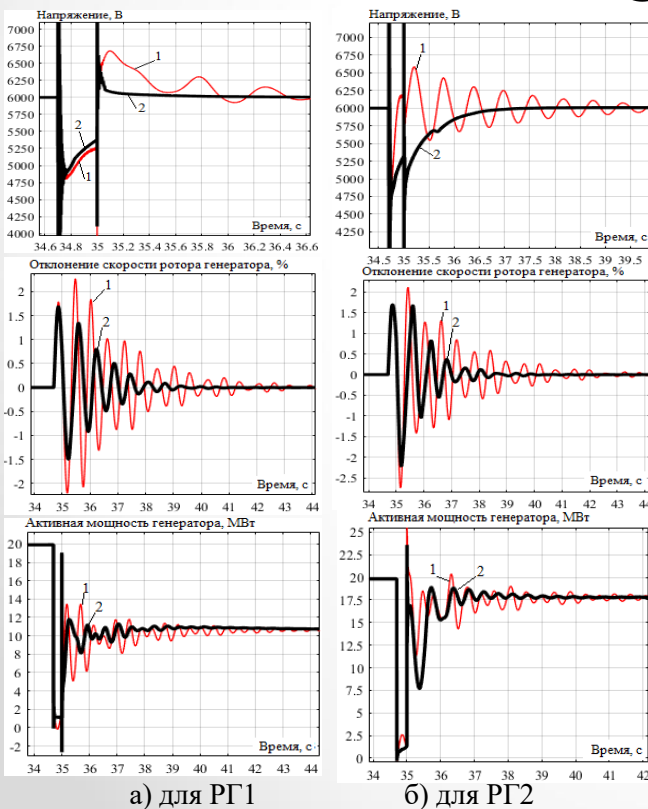


Рис.4. Отключение линии 1-3:

1 – без изменения коэффициентов настройки АРВ и АРС;
2 – нечеткое управление настройками АРВ и АРС

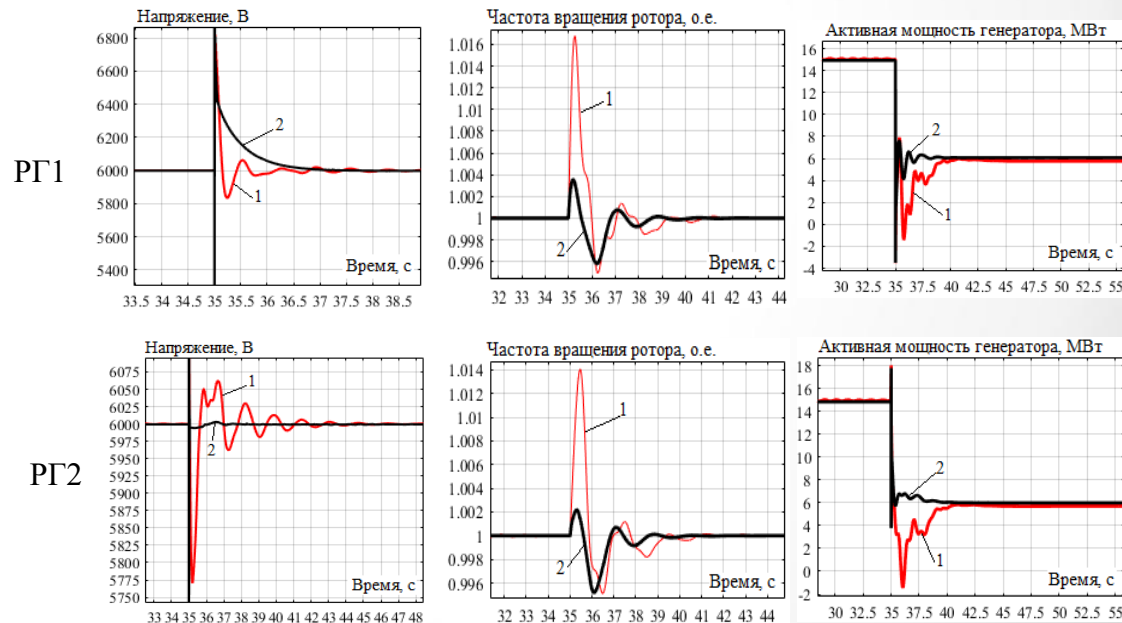


Рис.5. Отключение линии 1-3:
1 – без прогностических алгоритмов;
2 – с использованием прогностических алгоритмов

21. Нечёткие регуляторы ветрогенерирующих установок и метод их настройки

Механическая мощность, развиваемая горизонтально-осевой ветровой турбиной

$$P_m = \frac{1}{8} \rho \pi D^2 V^3 C_p(\lambda, \beta), \quad \lambda = \frac{\omega \cdot r}{V} - \text{быстрходность}$$

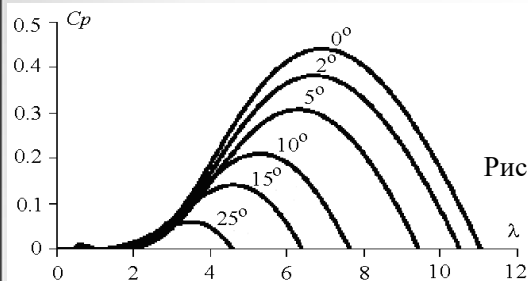


Рис. 1. Зависимость $C_p = C_p(\lambda, \beta)$

Уравнение характеристик ветротурбины:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2 - C_3 \beta - C_4}{\lambda_i} \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

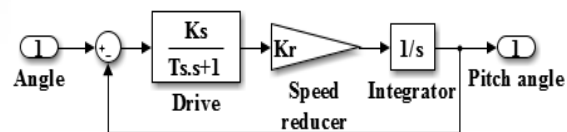


Рис. 2. Схема модели механизма поворота лопастей

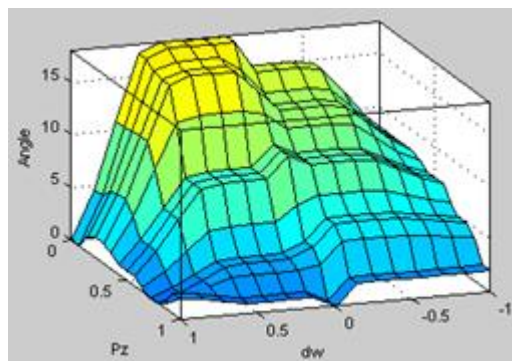


Рис. 5. Поверхность нечёткого вывода системы управления ВГУ

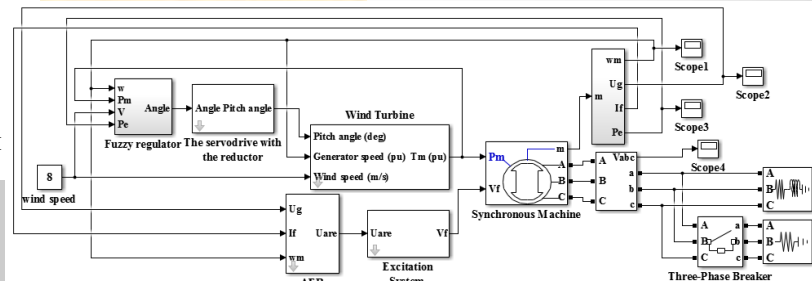


Рис. 3. Схема модели управляемой ВГУ в MATLAB

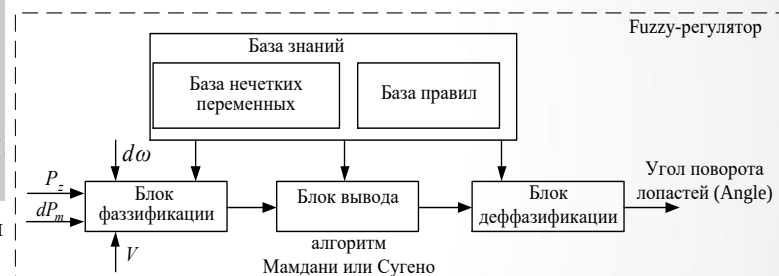


Рис. 4. Схема нечёткого регулятора угла поворота лопастей

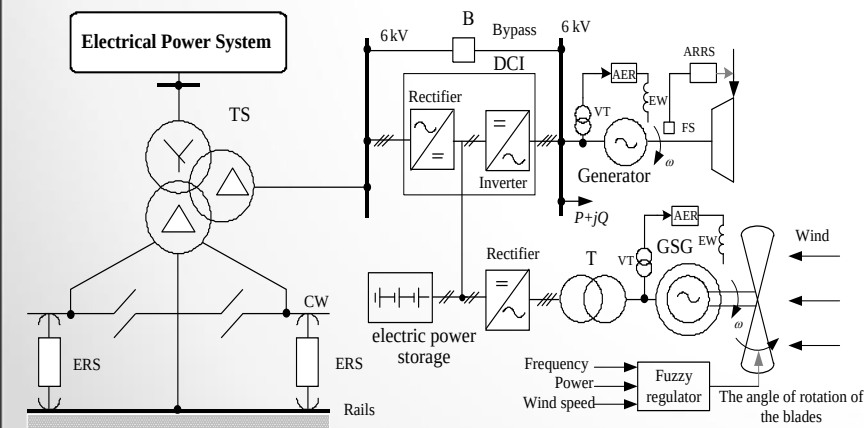


Рис. 6. Фрагмент системы электроснабжения железной дороги

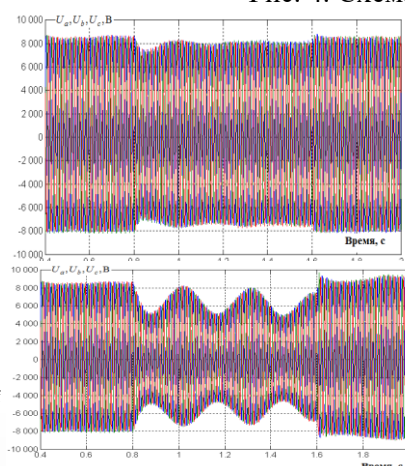
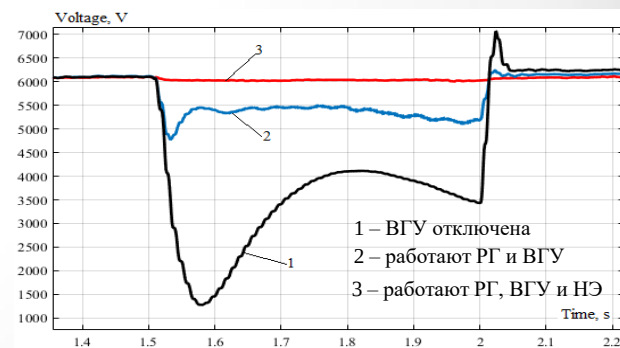


Рис. 7. Напряжение на шинах 6 кВ при кратковременном отключении основного питания

– РГ и ВГУ включены



– ВГУ отключена

22. Мультиагентные системы управления установками РГ

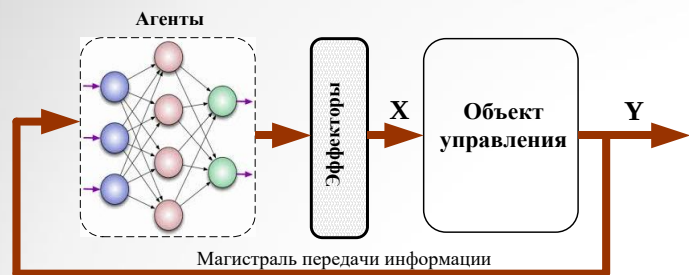


Рис. 1. Функциональная схема МАСУ

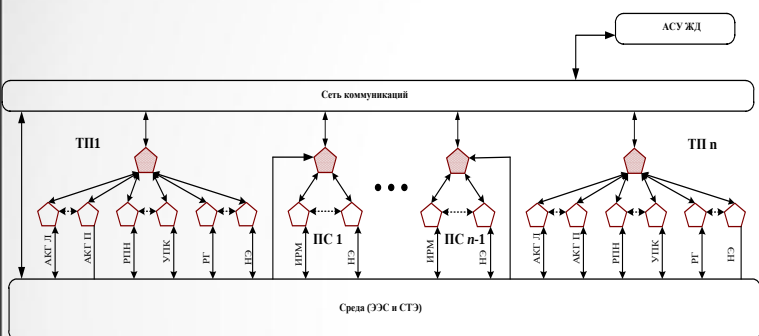


Рис. 3. Схема взаимодействия агентов

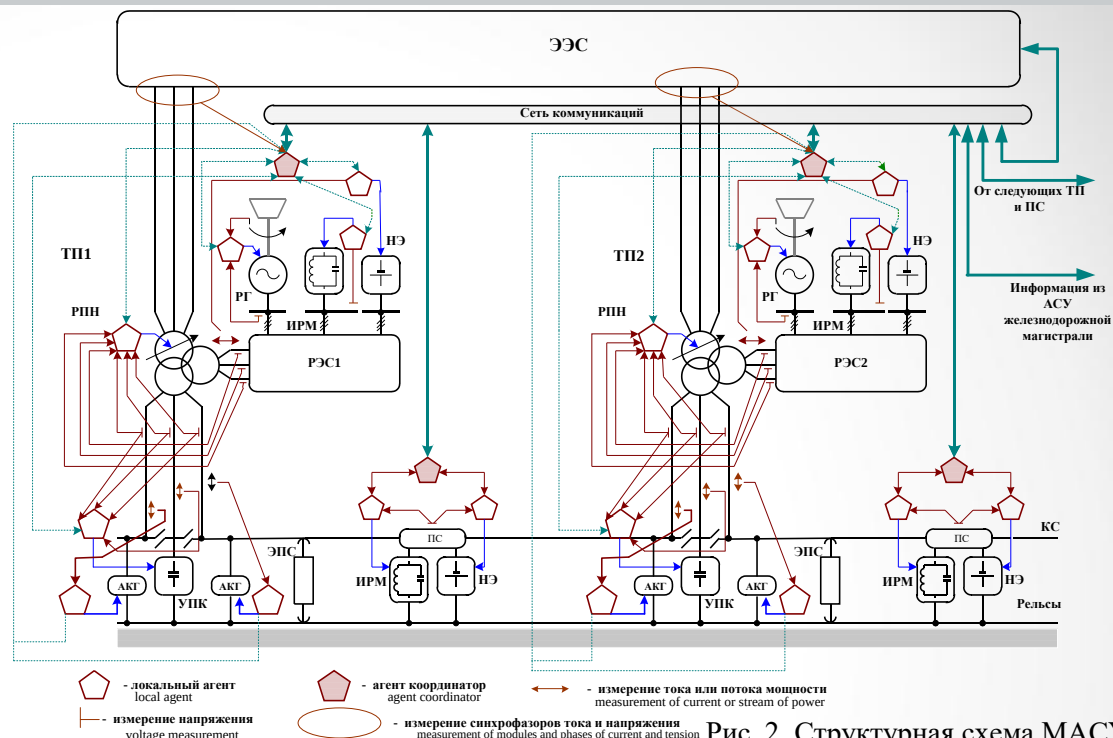


Рис. 2. Структурная схема МАСУ

Алгоритм имитационного моделирования включает следующие этапы:

- формирование мгновенных схем на основе заданного графика движения поездов и расчет режима для каждой из них;
- определение интегральных показателей моделирования.

Для каждого интервала времени выполняется решение следующей нелинейной системы уравнений:

$$F[X_k, S_k, C_k, Y_k] = 0$$

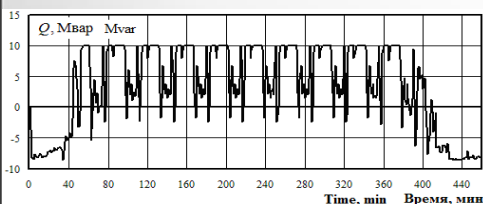


Рис. 5. Изменения мощностей ИРМ, установленного на ПС

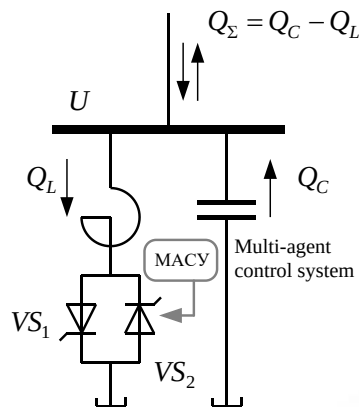


Рис. 4. ИРМ, управляемый тиристорами

1. Сложная задача управления режимами СЭЖД может быть решена на основе мультиагентных технологий.

2. Для определения параметров эффекторов МАСУ можно использовать методы имитационного моделирования трехфазно-однофазных сетей в фазных координатах.

22. Мультиагентные системы управления установками РГ

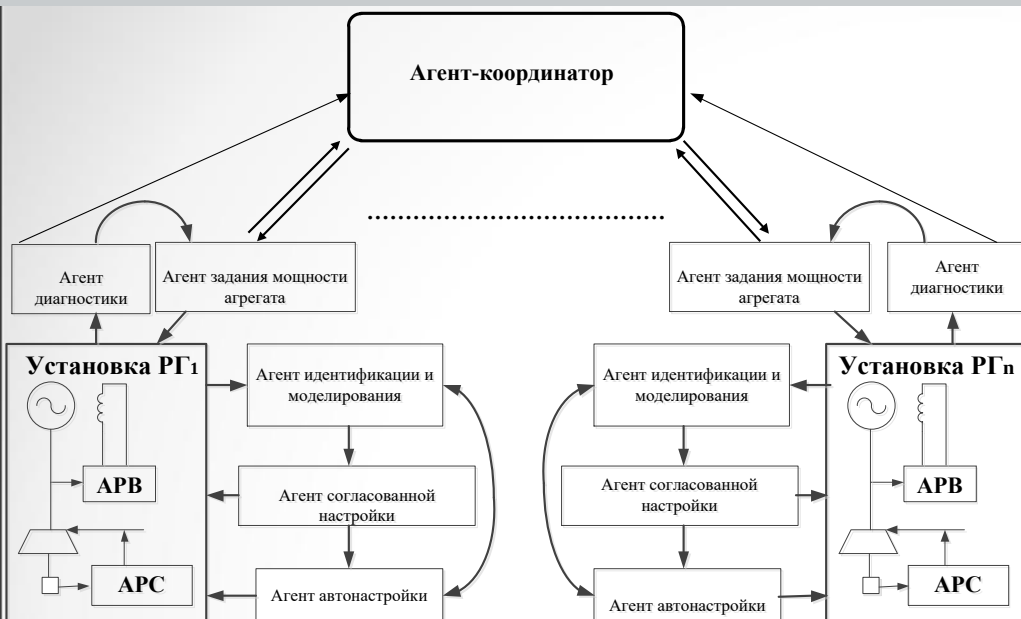


Рис. 1. Структура мультиагентной системы управления установками РГ

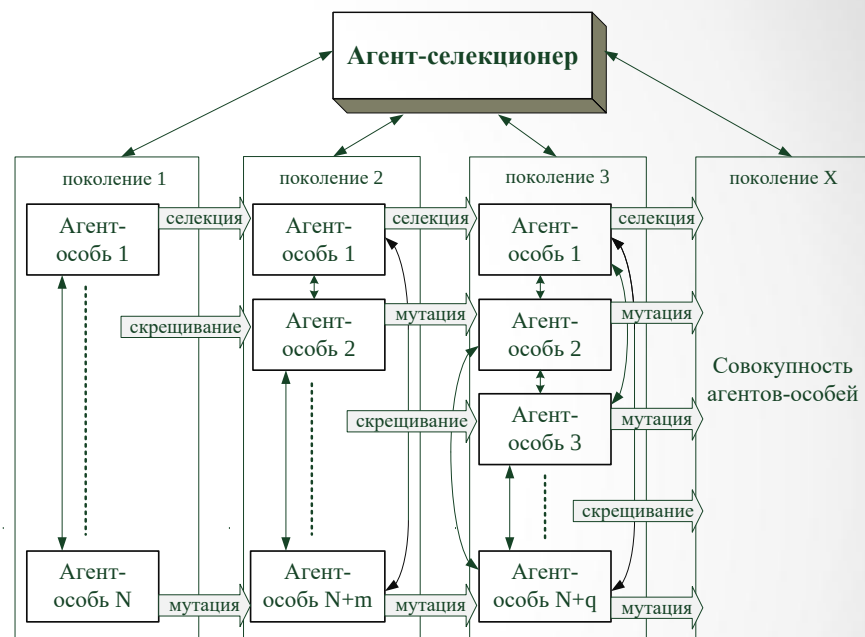


Рис.3. Структура мультиагентной реализации генетического алгоритма

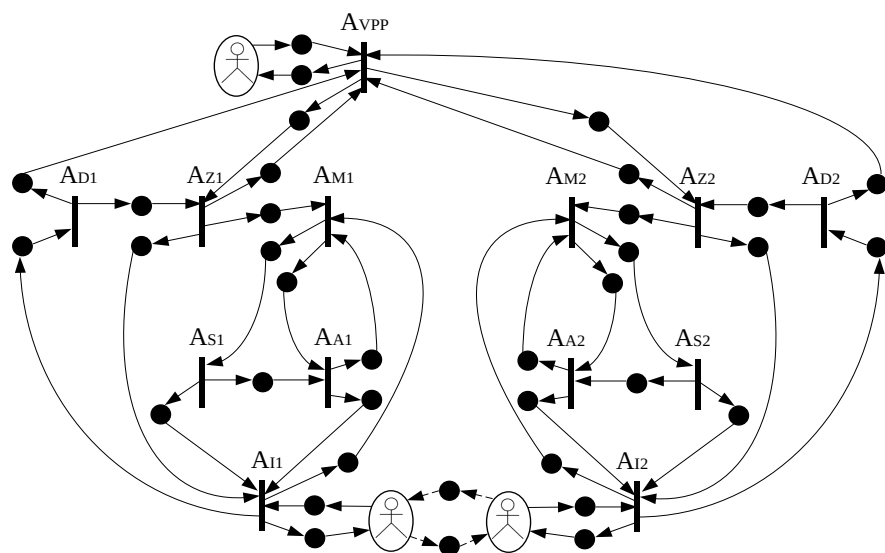


Рис.2. Joiner-сеть событийной модели сценария МАСУ установками РГ

A_{VPP} – процесс работы агента-координатора (виртуальная электростанция);
 A_D – процесс работы агента диагностики агрегата;
 A_Z – процесс работы агента задания мощности агрегата;
 A_M – процесс работы агента идентификации и моделирования;
 A_S – процесс работы агента согласованной настройки;
 A_A – процесс работы агента автонастройки;
 A_I – процесс работы агента исполнительных элементов (регуляторов)

22. Мультиагентные системы управления установками РГ

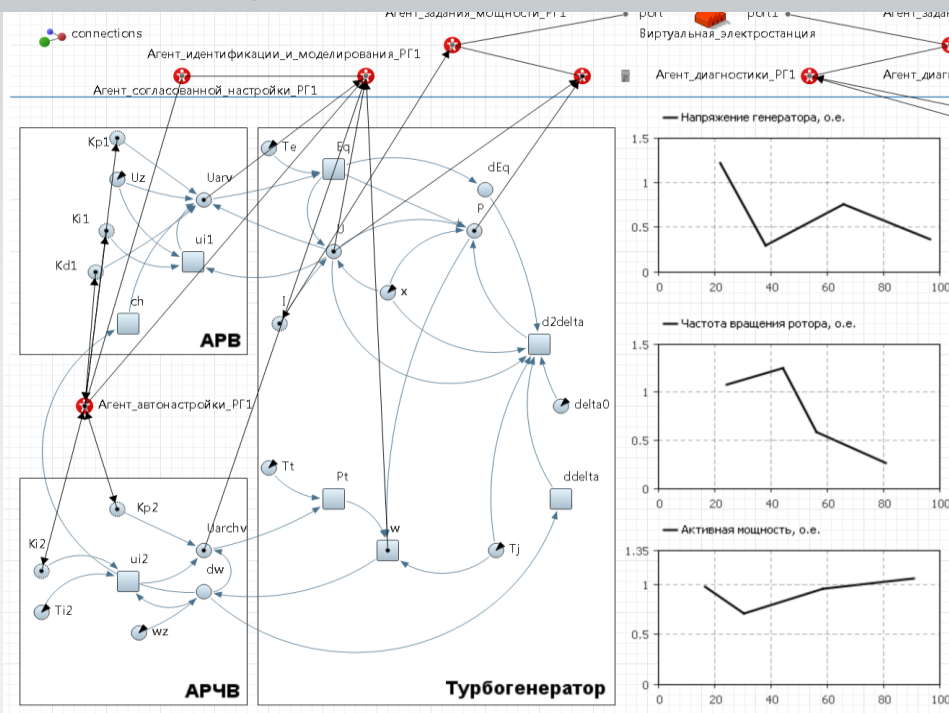


Рис. 1. Фрагмент модели MACSU установок РГ в среде AnyLogic

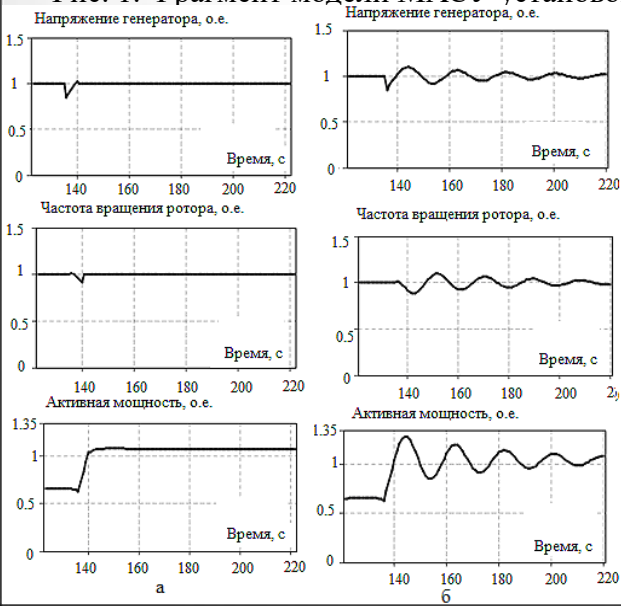


Рис.3. Изменение параметров генератора при изменении нагрузки:

а) при работе MACSU и изменении коэффициентов настройки APB и APC

б) при выведенной из работы MACSU

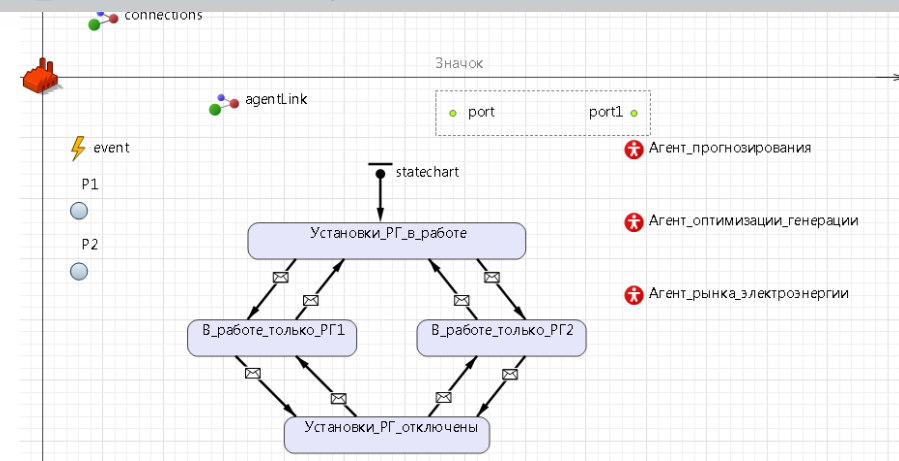


Рис. 2. Структура модели агента-координатора в среде AnyLogic Система уравнений модели установки РГ, используемая при моделировании в среде AnyLogic:

$$\frac{d\Delta\omega(t)}{dt} = \frac{1}{T_J} \left[P_T(\omega_0 + \Delta\omega(t)) - \frac{E_q(i_f)U_G}{x_G} \sin(\delta_0 + \Delta\delta) \right],$$

$$\dot{U}_G = \dot{E}_q - j\dot{I}_G x_G,$$

$$\frac{dE_q}{dt} = \frac{1}{T_e} (U_{APB} - E_q),$$

$$\frac{dP_T}{dt} = \frac{1}{T_T} (U_{APC} - T_T),$$

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{x_G \cdot T_J} \left[-\Delta E_q U_G \sin(\delta_0) - \frac{d\Delta\delta}{dt} x_G D - \Delta\delta \right], \quad \frac{d\Delta\delta}{dt} = \Delta\omega$$

$$U_{APB} = \Delta U_G \cdot (K_{p1} + u_{i1}) + u_{d1}, \quad \frac{du_{i1}}{dt} = \frac{K_{i1}}{T_{i1}}, \quad \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{u_{d1}}{K_{d1}},$$

$$U_{APC} = \Delta\omega \cdot (K_{p2} + u_{i2}), \quad \frac{du_{i2}}{dt} = \frac{K_{i2}}{T_{i2}} \bullet 62$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

На основании проведенных исследований представлено решение актуальных научно-технических задач по разработке моделей, методов и систем автоматического и интеллектуального управления установками распределенной генерации, работающими в системах электроснабжения в условиях пониженного качества электроэнергии. В ходе исследований получены следующие результаты:

1. **Разработаны компьютерные модели** различных установок распределенной генерации и активных сетевых элементов с системами автоматического регулирования и интеллектуального управления.

2. **Разработан и программно реализован метод пассивной идентификации моделей установок распределенной генерации** на основе экспериментальных данных, отличающийся от известных применением вейвлет-преобразования для выделения шумов регуляторов.

3. **Разработан и программно реализован алгоритм построения моделей отдельных элементов установок распределенной генерации** на основе искусственных нейронных сетей и системы нечеткого логического вывода с возможностью их уточнения в условиях пониженного качества электроэнергии и изменяющихся режимов работы системы электроснабжения.

4. **Разработан метод формирования цифрового двойника установки распределенной генерации** на основе экспериментальных данных с использованием иерархических нечетких систем и алгоритма оптимизации функций принадлежности.

5. **Выполнены исследования по влиянию несимметричной и нелинейной нагрузки на работу синхронного генератора малой мощности** с системами автоматического регулирования возбуждения и скорости вращения ротора. При повышении уровня несимметрии и несинусоидальности наблюдается рост токов статора и ротора, а также появление вынужденных колебаний электрических и механических параметров генератора. Повышается вероятность потери устойчивой работы генератора. Эти обстоятельства необходимо учитывать при внедрении установок распределенной генерации в системы электроснабжения в условиях пониженного качества электроэнергии. Применение вставки постоянного тока и энергетического роутера позволяет эффективно решить проблему улучшения качества электроэнергии при внедрении установок распределенной генерации.

6. **Предложены способы снижения провалов напряжения и токов короткого замыкания** в системах электроснабжения с установками распределенной генерации, отличающиеся от известных применением управляемых энергетических роутеров с накопителями электроэнергии в сетях постоянного и переменного тока.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

7. Разработана модель системы возбуждения асинхронизированного генератора с возможностью изменения частоты напряжения в обмотке ротора для повышения эффективности управления параметрами генератора. Выполнены исследования по использованию асинхронизированных генераторов в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии. Асинхронизированные генераторы повышают устойчивость и улучшают качество электроэнергии в нормальных и послеаварийных режимах работы электрической сети.

8. Разработан и программно реализован метод согласованной настройки регуляторов установок распределённой генерации, отличающийся от известных использованием процедуры адаптивного генетического алгоритма и учетом взаимного влияния регуляторов.

9. Предложена адаптивная система управления параметрами регуляторов установки распределённой генерации на основе нейронных сетей, метода субтрактивной кластеризации и системы нечеткого логического вывода. При использовании интеллектуальной системы управления настройками АРВ и АРС установки распределенной генерации уменьшается время переходного процесса, величина перерегулирования напряжения и частоты, а также обеспечивается необходимый запас устойчивости.

10. Разработаны методы построения и настройки локальных и групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты установок распределенной генерации, позволяющие получить приемлемые показатели качества регулирования без использования процедуры оптимизации параметров АРВ и АРС генераторов.

11. Предложена структура и разработана модель самонастраивающихся прогностических регуляторов напряжения и частоты на основе линейного прогнозирующего звена и частоты собственных колебаний параметров агрегата установки распределенной генерации, позволяющие улучшить показатели качества процесса регулирования.

12. Предложены методы устранения фликера и улучшения качества электроэнергии по несимметрии и несинусоидальности в сетях с установками распределенной генерации, отличающиеся от известных использованием согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты и прогностических алгоритмов управления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

13. **Проведены исследования по оценке устойчивости и кибербезопасности предлагаемых прогностических регуляторов.** В случае несанкционированного изменения времени прогноза у групповых регуляторов напряжения и частоты генераторов электростанции ухудшаются показатели качества управления и возможна потеря устойчивости. Это подтверждает необходимость аппаратного ограничения и недопустимости режима с отрицательными значениями времени прогноза.

14. **Разработан метод определения областей статической апериодической устойчивости систем электроснабжения с установками распределенной генерации,** отличающийся от известных применением модифицированной системы уравнений предельных режимов для поиска направления утяжеления.

15. **Разработан метод противоаварийного управления установками распределенной генерации,** отличающийся от известных применением модифицированных уравнений предельных режимов с использованием стартового алгоритма, обеспечивающего выход режима на ближнюю границу области устойчивости в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии, а также применением согласованной настройки регуляторов и прогностических алгоритмов управления, обеспечивающих качественный динамический переход энергосистемы.

16. **Разработан метод настройки нечётких регуляторов ветрогенерирующих установок** при использовании в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии.

17. **Разработана структура и модель мультиагентной системы управления установками распределенной генерации,** работающими в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии. Показано, что задача управления режимами систем электроснабжения может быть решена на основе мультиагентных технологий. Для определения параметров эффекторов мультиагентной системы управления могут применяться методы имитационного моделирования трехфазно-однофазных сетей в фазных координатах.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ

Разработанные модели, методы и программные алгоритмы направлены на решение задач управления установками распределенной генерации, режимами работы и качеством электроэнергии в систем электроснабжения с установками распределенной генерации.

На основе предложенных методов, программных алгоритмов и средств компьютерного моделирования возможно решение следующих актуальных задач, возникающих при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения с установками распределенной генерации:

- компьютерное моделирование режимов работы интеллектуальных систем электроснабжения с учетом активных устройств по улучшению качества электроэнергии;
- определение областей устойчивости в системах электроснабжения с установками распределенной генерации при наличии несимметрии и гармонических искажений;
- идентификация моделей установок распределенной генерации с использованием цифровых технологий обработки сигналов для диагностики, создания цифровой базы поведения генерирующих объектов и адаптивного управления электрооборудованием;
- эффективное улучшение качества электроэнергии по несимметрии и несинусоидальности за счет оптимизации и согласованной настройки регуляторов установок распределенной генерации;
- эффективное устранение фликера в сетях, оборудованных генераторами малой мощности;
- снижение провалов напряжения и токов короткого замыкания в системах электроснабжения с установками распределенной генерации;
- расчет запаса устойчивости и надежный ввод режима в область устойчивости систем электроснабжения с установками распределенной генерации в послеаварийном режиме;
- повышение надежности, устойчивости и живучести системы электроснабжения;
- внедрение эффективных цифровых технологий обработки сигналов, технологий интеллектуальных сетей и «Энерджинет» в системы электроснабжения;
- повышение эффективности управления качеством электроэнергии и режимами работы систем электроснабжения с установками распределенной генерации с применением мультиагентных технологий для создания виртуальных электростанций и виртуального распределенного накопления электроэнергии;
- надежная интеграция в системы электроснабжения установок распределенной генерации, в том числе, работающие на основе возобновляемых источниках энергии.

ПУБЛИКАЦИИ И АПРОБАЦИЯ

По результатам выполненных исследований, разработок моделей и методов, связанных с темой работы, опубликовано **225 работ**, из них:

- **57** в рецензируемых изданиях из перечня ВАК РФ;
- **60** в изданиях, индексируемых базами Scopus и Web of Science;
- **11** монографий;
- **2** свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Результаты и выводы, представленные в работе, докладывались и обсуждались на различных симпозиумах, семинарах и конференциях, в том числе **26** всероссийского и **60** международного уровней.

**Модели и методы управления режимами работы и качеством
электроэнергии в системах электроснабжения с установками
распределенной генерации**

Спасибо за внимание!