



## С.2.2-1. Анализ влияния периодически меняющейся нагрузки на возникновение низкочастотных колебаний

Т.Г. Климова, М.В. Савватин  
НИУ «МЭИ»  
Россия  
[Savvatin\\_89@mail.ru](mailto:Savvatin_89@mail.ru)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Энергосистема, низкочастотные колебания, статическая и динамическая устойчивость, периодически изменяющаяся нагрузка, резонанс, АРВ, демпфирование низкочастотных колебаний.

### 1 ВВЕДЕНИЕ

Развитие современной электроэнергетики неразрывно связано с совершенствованием вычислительной техники и информационно-измерительных технологий, что способствует более подробному изучению, постановке и решению многих комплексных задач имеющихся в энергосистеме. Постоянная модификация старого и внедрение нового оборудования с быстродействующими устройствами регулирования, направленного на повышение управляемости энергосистем, имеют не только положительные результаты, но и влекут за собой появление новых проблем. Одной из таких актуальных проблем энергосистемы на сегодняшний день являются низкочастотные колебания (далее НЧК) режимных параметров, которые приводят к снижению статической и динамической устойчивости и, как следствие, к нарушению параллельной работы генераторов и возникновению асинхронного режима.

В настоящее время вопросу НЧК уделяется особое пристальное внимание. К основным достижениям последних лет можно отнести разработку идентификации низкочастотных колебаний на основе синхронизированных векторных измерений [1], применение модального анализа НЧК в энергосистеме [2], изучение различных методов исследования нелинейных и нестационарных свойств НЧК и т.д, что подтверждается множеством научных трудов, опубликованных в разных источниках. Одной из важных задач является определение причин возникновения НЧК в энергосистеме.

Данная работа посвящена изучению влияния периодически изменяющейся нагрузки на появление и усиление НЧК. В ней произведен обзор и анализ энергоёмкого оборудования, имеющего периодический характер потребления мощности, и рассмотрены несколько примеров соответствующего оборудования из разных отраслей производства таких как, добыча нефти и газа, металлургия и машиностроение. Следует отметить, что в современных статьях, посвященных проблемам НЧК, и научно-технической литературе периодически изменяющаяся нагрузка не рассматривалась как непосредственный источник, приводящий к возникновению НЧК, или как воздействие, усиливающее НЧК, когда собственный период изменения мощности нагрузки совпадает с периодом уже имеющихся НЧК в системе.

## 2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В работе представлены результаты проведенного в программно-аппаратном комплексе RTDS исследования влияния внешних возмущений на работу синхронного генератора. В качестве возмущений используется периодически изменяющаяся нагрузка, установленная в различных точках системы. Объектами исследования в работе являются традиционные математические модели, описывающие переходные процессы в энергосистемах. В качестве тестовых схем используются схемы энергосистем, соответствующие Стандарту организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» [3].

### 2.1 Периодически изменяющаяся нагрузка.

Собственные частоты низкочастотных колебаний располагаются в диапазоне 0,1-2 Гц, поэтому частота изменения потребляемой мощности нагрузки должна находиться в данном диапазоне. Наибольший интерес представляет промышленное энергоёмкое оборудование, имеющее периодический характер потребления мощности.

Рассмотрим несколько из таких источников в разных отраслях производства.

#### Нефтегазовая отрасль.

В данной отрасли интерес для исследования представляет станок-качалка, изображенный на рис. 1.



Рис. 1: Станок-качалка.

Для нагрузки двигателя станка-качалки характерно периодическое чередование перегрузок и недогрузок, повторяющихся 12—30 раз в минуту. Это соответствует 6—15 ходам плунжера глубинного насоса, то есть кривая изменения нагрузки электродвигателя в течение одного цикла работы установки (одного качания) имеет два максимума и два минимума. Максимумы могут достигать величин, близких к опрокидывающему моменту двигателя, минимумы близки к моменту холостого хода последнего [4].

На рис. 2 показаны графики нагрузок и сил тока электродвигателей при различных степенях уравнивания станков-качалок, а пунктиром указаны горизонтали, соответствующие номинальным значениям мощности и силы тока двигателя [4].

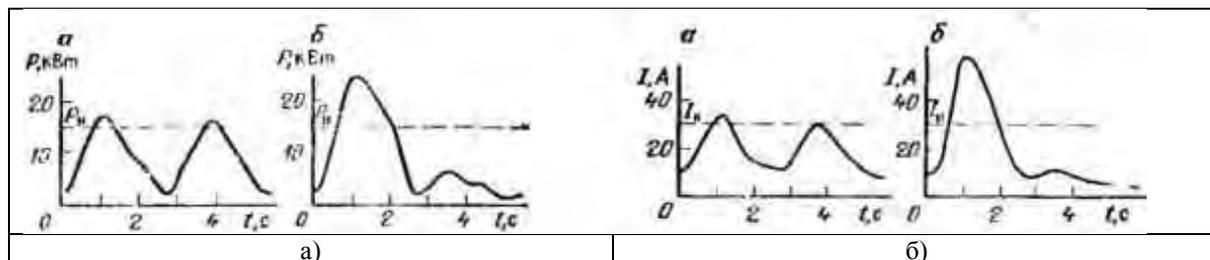


Рис. 2: Графики нагрузки электродвигателя станка-качалки. а-уравновешенного; б-неуравновешенного.

Форма кривой периодического изменения нагрузки электродвигателя привода станка-качалки во времени характеризуется коэффициентом формы кривой, который представляет

собой отношение среднеквадратичной мощности, развиваемой двигателем в данном режиме работы, к средней мощности за цикл работы установки, т. е.

$$K_{\Phi} = \frac{P_{\text{ср.к}}}{P_{\text{ср}}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2 dt}}{\frac{1}{T} \int_0^T P dt}$$

где  $P$  — мощность, развиваемая электродвигателем в момент времени;  $T$  — время одного цикла изменения нагрузки, т. е. время одного оборота кривошипа станка-качалки.

Следует обратить внимание, что частота изменения потребляемой мощности двигателями станков-качалок находится в пределах 0,2-0,9 Гц, что соответствует собственным частотам низкочастотных колебаний. Таким образом, не исключена возможность влияния периодически изменяющейся нагрузки на НЧК в системе.

Номинальные мощности двигателей, используемых в данных установках, варьируются от 7,5 до 37 кВт. Как правило, на месторождении установлено множество станков-качалок на определенной территории, и поэтому не исключена возможность работы группы установок в резонансном режиме, что приведет к увеличению колеблющейся мощности нагрузки с одинаковым периодом. Суммарная эффективная мощность может составлять 1МВт и более.

### Металлургия и машиностроение.

Наибольший интерес в данных отраслях для нас представляют двигатели для механизмов, работающих в широком диапазоне скоростей с частыми пусками и остановками. В таких случаях применяют электродвигатели постоянного тока и в зависимости от требований величины регулирования скорости и характера механических характеристик используют электродвигатели независимого, последовательного и смешанного возбуждений. Число включений большинства механизмов довольно большое, и в некоторых случаях достигает 1000 и даже свыше 2500 включений в час [5].

Выделяют следующие четыре основных режима работы электродвигателей, представленных на рис.3. [5]

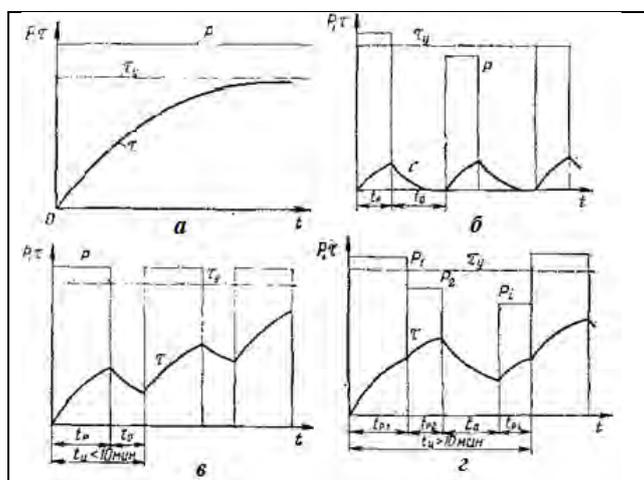


Рис. 3: Основные режимы работы электродвигателей

Длительный (продолжительный) режим при постоянной нагрузке (рис. 3, а), кратковременный режим (рис. 3, б), повторно-кратковременный режим (рис. 3, в) и длительный режим при неравномерной нагрузке (рис. 3, г).

В данных отраслях существует множество оборудования работающего с интересующим нас графиком нагрузки в повторно кратковременном режиме, такого как: прессы, молоты, станки для резки, станки для гибки, ножницы, листопрямляющие машины, ленточнопильные станки, металлургические ножницы и т.д.

Характерной особенностью работы механических кузнечно-штамповых машин (прессов, автоматов, ГКМ, ножниц и др.) является резко пиковый характер нагрузки.

Нагрузочные графики электропривода кузнечно-прессовых машин могут иметь пики самой разнообразной формы. Учет действительной формы пика нагрузки дает возможность наиболее точно оценить работу двигателя. Момент сопротивления на кривошипном валу

находится в зависимости от угла поворота, составляющего  $2\pi$ . Кривошипные прессы, штамповочные и кузнечно-штамповочные машины, некоторое другое оборудование цехов относятся к той категории машин, когда период кратковременной пиковой нагрузки чередуется с более продолжительным периодом пауз или нагрузка незначительна [6]. Проанализируем рабочий цикл нагрузки привода таких машин, имеющих в качестве энергоносителя асинхронный электродвигатель переменного тока. Считаем, что привод запущен, и рассмотрим рабочий цикл работы кузнечно-штамповочной машины, который представлен на рис.4. [7]

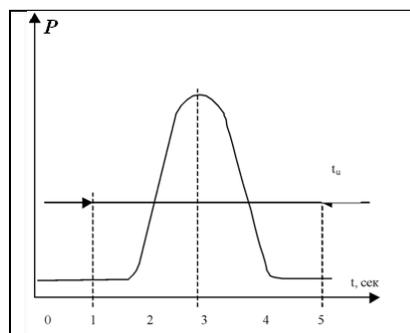


Рис. 4: Цикл работы кузнечно-штамповочной машины

Изменение мощности привода по ходу процесса деформирования: 0-1 - пуск машины; 1-2 - движение ползуна вниз; 2-3 - часть рабочего хода, когда происходит предварительная деформация металла; 3-4 - время окончательной деформации металла; 4-5 - движение ползуна вверх.

Рассмотрим основные параметры кривошипных прессов. Номинальные усилия одно- и двухкривошипных прессов 1-16 МН при длине хода 130-800 мм и числе хода 6-40 в минуту. Так пресс четырехкривошипного простого действия с усилием 125МН - К04.086.851 имеет следующие главные технические характеристики: номинальное усилие 125,0 МН, 32 непрерывных хода ползуна в минуту, мощность главного привода 400 кВт. Таким образом, частота колебаний потребления мощности данного пресса составит 0,53 Гц.

Главной особенностью является периодичность потребляемой мощности при работе рассматриваемого оборудования. За счёт вариативности числа ходов рабочего тела, от 1 до 100 в минуту и выше, частота изменения нагрузки может находиться в пределах 0,01-5 Гц. Принимая во внимание и тот факт, что мощность двигателя в установках может достигать до 900 кВт, а также высокую концентрацию оборудования на предприятиях, то суммарная мощность может составлять десятки мегаватт.

## 2.2 Описание тестовой модели.

Для исследования была применена схема №3 из стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов». Для определения резонансной частоты качаний методом спектрального анализа были реализованы тестовые внешние возмущения, в виде изменения нагрузки в узлах (1), (2) (рис.5) двух типов: импульсного (разновеликий скачок в течение 0,1 секунды) и колебательного с переменной амплитудой, частотой и фазой. А также внутренние возмущения в виде изменения предписанной уставки АРВ по напряжению на величину 5% продолжительностью 0,1 секунды.

Длительность тестовых импульсов выбрана по рекомендациям [8], поскольку в течение 0,1 секунды параметры синхронной машины можно считать неизменными. Кроме того, при такой длительности импульса возмущения его спектр практически постоянен в рассматриваемом диапазоне частот, вследствие чего вид спектров режимных параметров соответствуют виду частотных характеристик преобразования возмущений в режимные параметры.

На рис. 5 показана схема сети и точки, где приложены внешние возмущения нагрузки и их характеристики.

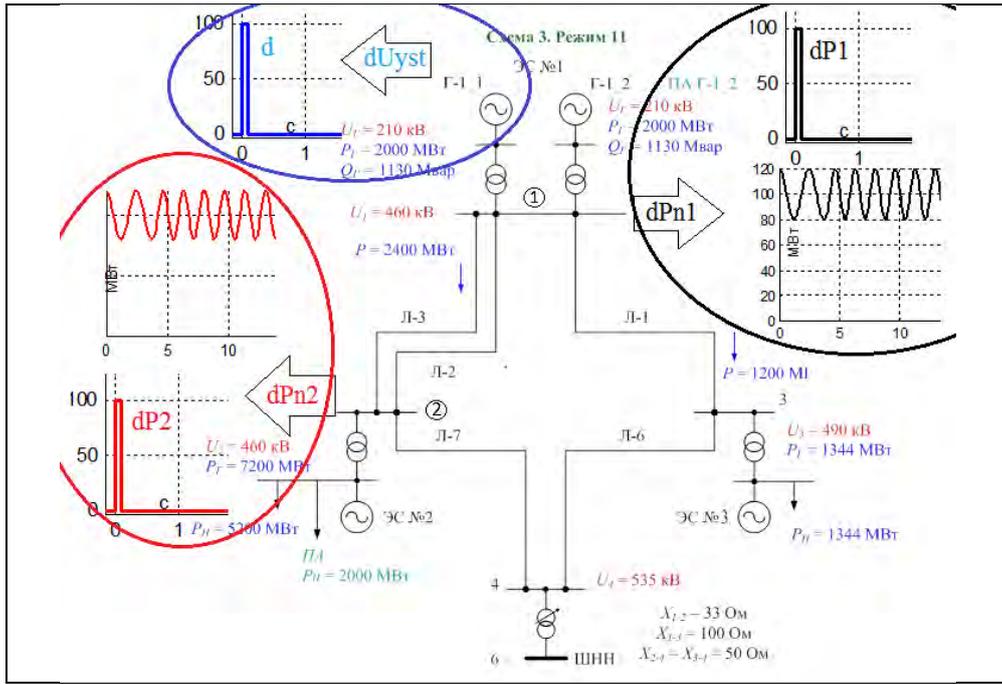


Рис. 5: Схема исследуемой сети.

### 2.3 Идентификация опасных частот колебаний и их усиление под воздействием периодически изменяющейся нагрузки.

Исследование спектрального состава режимных параметров при помощи интегрального преобразования Фурье позволяет выделить наиболее опасные частоты колебаний. Под опасными частотами в данном случае мы будем подразумевать частоты соответствующие экстремальным значениям. Для определения такой частоты было использовано внешнее импульсное возмущение нагрузки в точке (1) на схеме рис. 5.

На рис. 6 представлены осциллограммы изменения генерируемой мощности  $P_{e-g1}$  ( $\Gamma-1_1$ ) и перетокам по линиям, а также частот напряжения на шинах генератора  $\Gamma-1_1$  и в других точках схемы в предшествующем установившемся и переходном режимах.

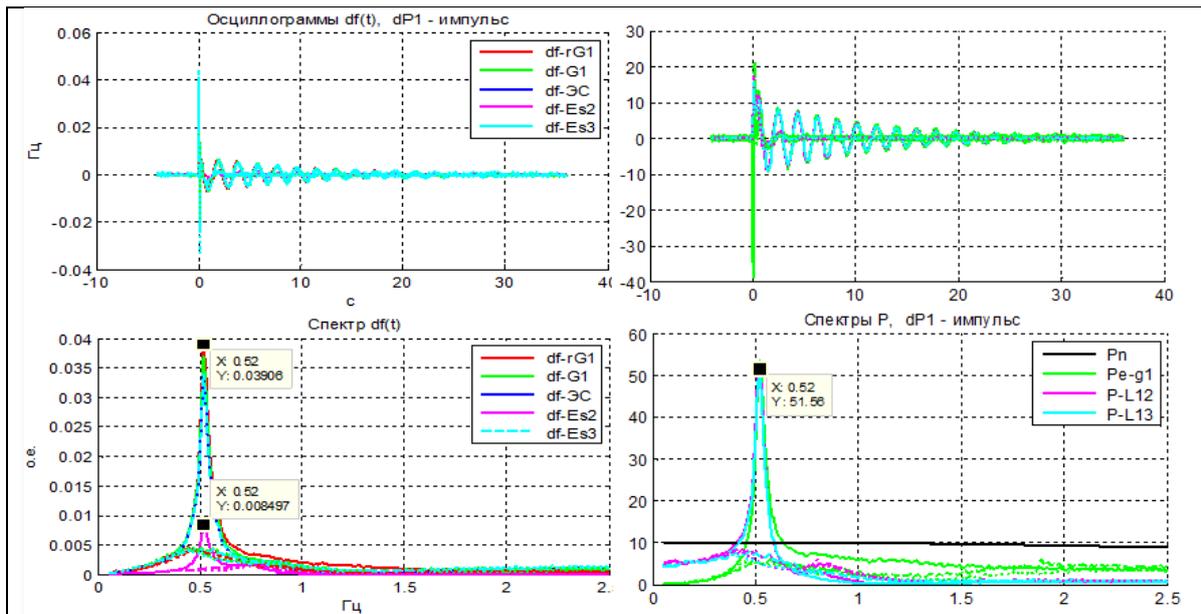


Рис.6.: Осциллограммы изменения режимных параметров и их спектральное представление при импульсе dPn1.

Также на рис.6 показано спектральное представление отклонения частоты напряжения на шинах генератора от номинального значения  $df(t)$  и мощности генератора  $G1$  ( $\Gamma-1_1$ ) от нагрузочного значения  $dP1(t)$  при внешнем возмущении  $dPn1$ . По полученным данным можно сделать вывод, что экстремум находится на частоте 0,52 Гц.

Для иллюстрации влияния колебательной нагрузки используется нагрузка  $Pn1(t) = Pno + \Delta Pn1 \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t)$  при меняющейся частоте, приложенная в точке (1). Как видно из полученных результатов, отображенных на рис. 7а, при приближении частоты колебаний нагрузки к резонансному значению 0,52 Гц наблюдается возрастание колебаний режимных параметров под воздействием периодически изменяющейся нагрузки. На рис.7б показано, что при дальнейшем увеличении частоты колебаний нагрузки происходит снижение амплитуды колебаний режимных параметров на шинах в точке (1). Таким образом, данные результаты доказывают справедливость того, что периодически изменяющаяся нагрузка с частотой близкой к резонансной может оказывать влияние на НЧК в энергосистеме.

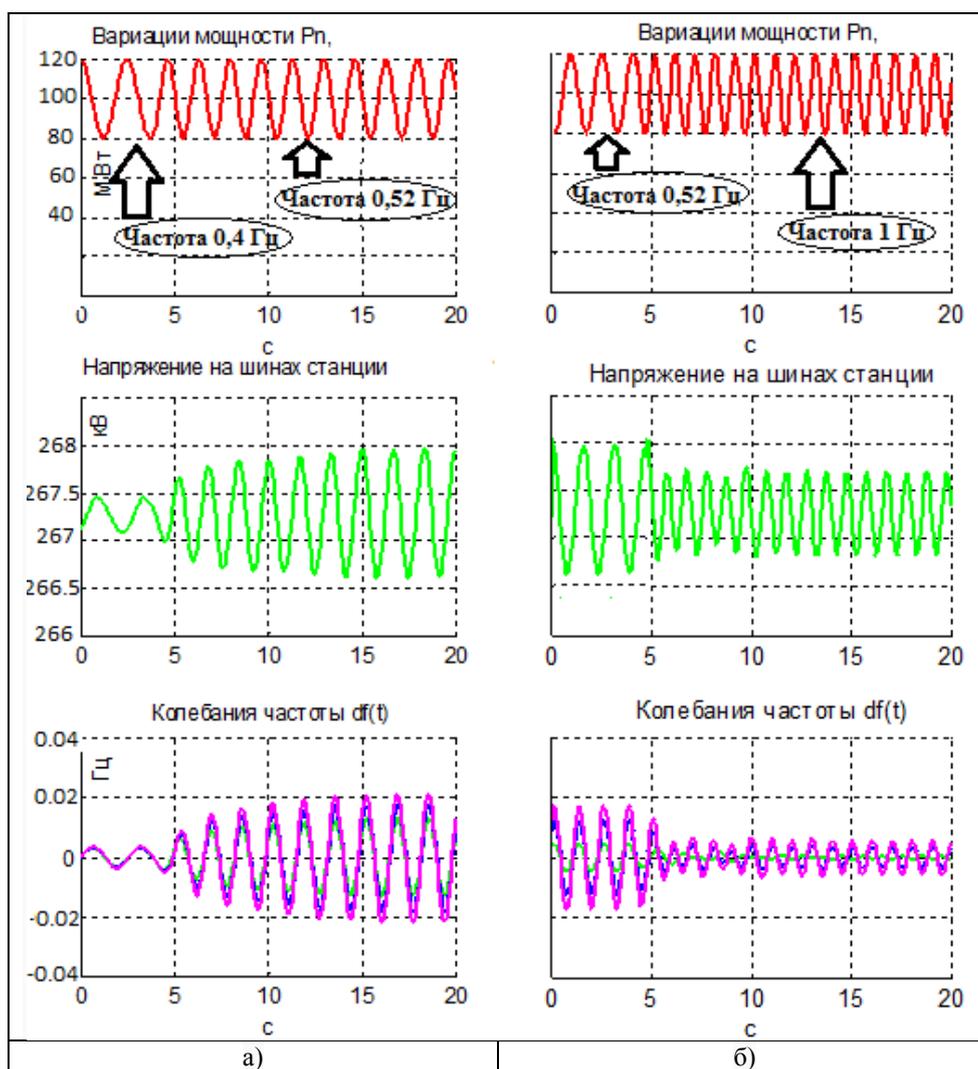
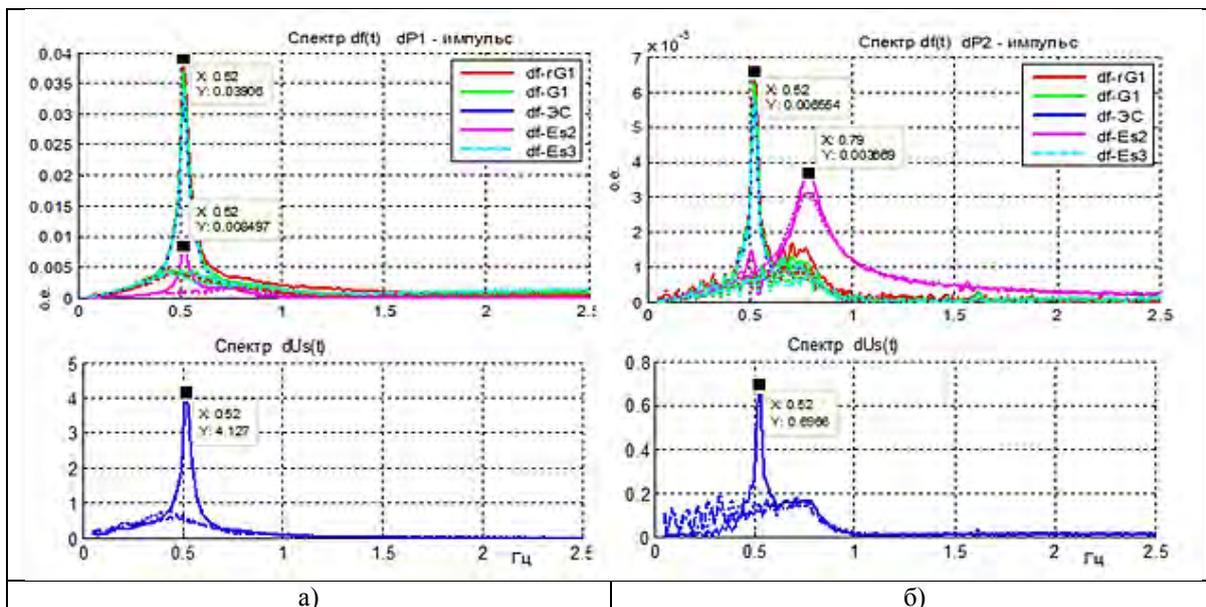


Рис.7: Резонансные явления при изменении частоты модуляции нагрузки, режимные параметры: частота и напряжение

#### 2.4 Зависимость резонансной частоты от точки приложения возмущений.

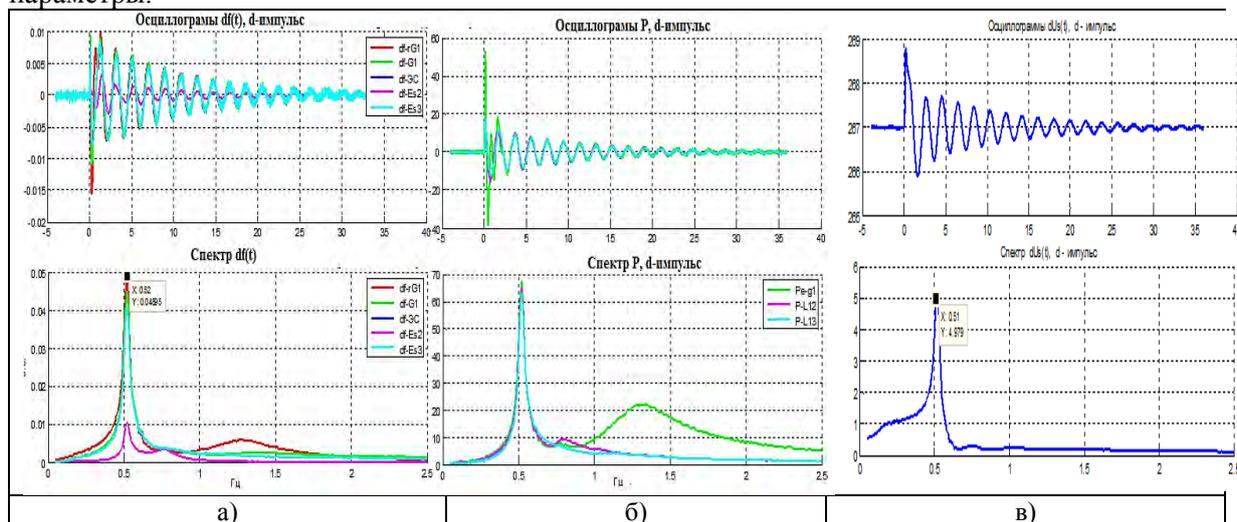
Используя различные тестовые сигналы, был проведено сравнение возникающих колебаний в системе в зависимости от точки приложения возмущений. Так, при воздействии импульсными возмущениями нагрузки в точке (1) и точке (2) (рис.5,  $dP1$  и  $dP2$ ), возникают колебания режимных параметров в системе, спектральный анализ которых также показывает наличие ярко выраженной резонансной частоты 0,52 Гц на шинах генератора  $\Gamma-1$ , как видно, не

зависящей от точки приложения воздействия. На рис.8 показаны спектральные представления колебаний частот напряжений на шинах генератора Г-1\_1 и шинах других систем, а также колебания напряжения на шинах (1).



**Рис.8.:** Спектральное представление колебаний частот  $df(t)$  в разных точках и напряжения на шинах (1)  $dUs(t)$  при возмущении: а)  $\Delta P1$  в точке 1; б)  $\Delta P2$  в точке 2.

На рис. 9 представлены результаты воздействия внутреннего возмущения, где d-импульс есть отклонение уставки по напряжению на 5%, при этом возмущении в системе также возникают колебания режимных параметров. Спектральный анализ этих переходных процессов показывает, что значение резонансной частоты, равное 0,52 Гц, совпадает с ранее полученным значением резонансной частоты при внешнем воздействии импульсной нагрузкой. Следует отметить, что эта закономерность распространяется на все рассмотренные режимные параметры.



**Рис.9.:** Переходной процесс на шинах и его спектральное представление при возмущении d-импульс: а) частоты  $df(t)$ ; б) мощности  $P$ ; в) напряжения на шинах  $dUs(t)$ .

Таким образом, можно сделать вывод, что резонансная (опасная) частота является одинаковой для всех режимных параметров и для всех видов воздействий. Полученный результат позволяет настраивать стабилизатор на подавление именно этой опасной частоты.

### 3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены виды энергооборудования, имеющего периодический характер потребления мощности, и влияние изменяющейся мощности нагрузки на режимные параметры системы. На основе полученных результатов можно выделить следующие основные моменты:

- 1) Спектральный анализ колебаний режимных параметров при изменении заданной мощности нагрузки показывает, что существуют близкие по значению резонансные частоты для всех режимных параметров.
- 2) Возможно усиление НЧК при резонансе периодически изменяющейся мощности нагрузки и уже имеющихся НЧК в системе. Наблюдается увеличение амплитуды колебаний генерируемой  $\Gamma-1\_1$  мощности по отношению к колебаниям мощности, потребляемой нагрузкой.
- 3) Выявленная резонансная частота является одинаковой для всех режимных параметров при разных видах возмущений.

Полученный результат позволяет настраивать стабилизатор на подавление этой опасной частоты, что значительно уменьшит отклонение режимных параметров при внешних и внутренних воздействиях. Дальнейшее изучение действия каждого из каналов стабилизации АРВ поможет определить оптимальную настройку для обеспечения максимального демпфирования возникающих НЧК в энергосистеме.

### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Чусовитин П.В., Паздерин А.В. / Идентификация низкочастотных колебаний в сложной энергосистеме на основе синхронизированных векторных измерений // СИГРЭ
- [2] Сорокин Д.В. «Применение модального анализа для определения причин возникновения низкочастотных колебаний в энергосистемах». // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 2010. Т.1 – С. 264-268
- [3] Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов»
- [4] Михайлов В.В., Жуков Ю.С., Суд И.И. Энергетика нефтяной и газовой промышленности. М. Недра, 1982.-350с.
- [5] Гребеник В.М., Иванченко Ф.К., Ширяев В.И. Расчёт металлургических машин и механизмов. Головное издательство издательского объединения «Высшая школа» 1988.-448с.
- [6] Банкетов А.Н., Бочаров Ю.А., Добринский Н.С. Кузнечно-штамповочное оборудование. М.: Машиностроение, 1982,-576с.
- [7] Свистунов В.Е. Кузнечно-штамповочное оборудование. М.: МГИУ, 2008,-697с.
- [8] Литкенс И.В., Пуго В.И. Колебательные свойства электрических систем.- М. Энергоатомиздат, 1988.-216с.
- [9] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. –М.-Высш. шк, 1985.-536с.



## С.2.2-2. ВОПРОСЫ НАСТРОЙКИ АРВ ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Т.Г. Климова, А.В. Жуков, Е.И. Сацук, А.И. Расщепляев  
ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», ОАО «СО ЕЭС»

Россия

[air@so-ups.ru](mailto:air@so-ups.ru)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

автоматический регулятор возбуждения, системные стабилизаторы, настройка автоматических регуляторов возбуждения.

Современные системы моделирования (например, программно-аппаратный комплекс RTDS (Real-Time Digital Simulator), позволяют *исследовать* действующие и новые микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) в реальном режиме времени, *моделировать* события и явления в ЭЭС с физическим подключением устройств РЗА, *создавать* новые методики исследования и настроек устройств и *проверять* эти методики в условиях, близких к реальным. Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) синхронного генератора (СГ) является сложным устройством, которое необходимо определить и проверить его настройки перед вводом в эксплуатацию. Большое разнообразие алгоритмов АРВ усложняет проверку их функционирования и определения оптимальных по заданным требованиям параметров основного канала регулирования (АРН – автоматический регулятор напряжения) и параметров каналов системной стабилизации (КСС). Для решения данных задач разработаны методики, применимые в системах реального времени:

1. Экспериментального получения частотных характеристик каналов микропроцессорных устройств АРВ и верификации их математических моделей, а также получения частотных характеристик измерительных преобразователей АРВ, СГ, работающего на распределенную сеть и др.
2. Определения областей устойчивости по необходимым наборам коэффициентов каналов АРВ.
3. Определения настроек АРВ разного типа, обеспечивающих максимальное демпфирование переходных процессов заданного режимного параметра при тестовых, нормативных аварийных возмущениях.
4. Количественной оценки влияния структуры и параметров АРВ на параметры переходных процессов в ЭЭС и наглядного их представления.

В АРВ сильного действия синхронного генератора российского производства в качестве входных параметров каналов стабилизации могут применяться первая производная (скорость изменения) напряжения статора синхронного генератора и первая производная тока ротора (каналы внутренней стабилизации), отклонение частоты напряжения статора синхронного генератора и ее первая производная (каналы внешней стабилизации) [1].

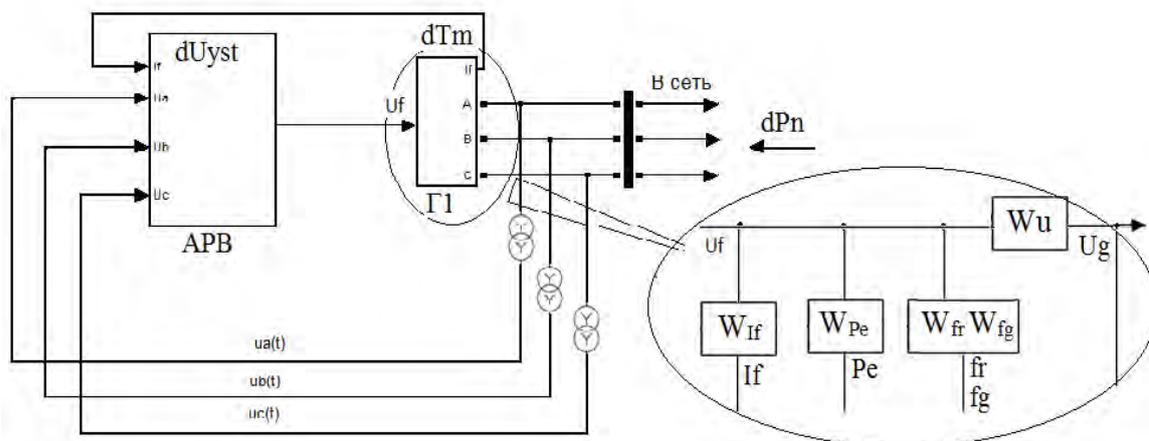
В АРВ синхронного генератора с системным стабилизатором зарубежного производства в качестве входных параметров системного стабилизатора обычно применяются частота напряжения синхронного генератора или скорость вращения вала, электрическая мощность генератора [1].

При любых принципах функционирования настройка регулятора должна обеспечивать минимизацию колебаний частоты напряжения на шинах генератора (или шинах станции) при различных возмущениях. Другими словами, необходимо определить параметры каналов АРВ, обеспечивающие наилучшее качество переходных процессов (ПП) на шинах генератора (станции). Под наилучшим качеством ПП понимается минимум его длительности, минимум перерегулирования и максимум коэффициента демпфирования [7,8]. Разный принцип функционирования системных стабилизаторов определяет разную степень демпфирования при тестовых и нормативных возмущениях.

Анализ функционирования и настройка АРВ проводится в несколько этапов:

1. Экспериментальное определение частотных характеристик элементов АСР, знание которых необходимо для настройки АРВ:

- верификация (формирование и подтверждение правильности) математических моделей микропроцессорных устройств АРВ при различных технических возможностях регулятора, их аппроксимация (определение по частотным характеристикам передаточных функций каналов) и проверка правильности полученной математической модели [5];
- определение частотных характеристик СГ, необходимые для определения входных сигналов каналов стабилизации КСС и основного канала АРН (Рис. 1: **Структурная схема автоматической системы регулирования (АСР), используемая для анализа функционирования АРВ** Рис. 1). Введены передаточные функции, преобразующие напряжения возбуждения ( $U_f$ ) в напряжение генератора  $U_g$  ( $W_u$ ), частоту напряжения генератора  $f_g$  ( $W_{fg}$ ), частоты вращения ротора  $f_r$  ( $W_{fr}$ ), тока возбуждения  $I_f$  ( $W_{If}$ ) и генерируемую активную мощность ( $W_{Pe}$ ). СГ работает на распределенную сеть (пример представлен на Рис. 2).



**Рис. 1:** Структурная схема автоматической системы регулирования (АСР), используемая для анализа функционирования АРВ

2. Формирование функционала оптимальной настройки АРВ для линеаризованной системы. Теория автоматического регулирования предоставляет большой выбор критериев оценки качества ПП (корневой, интегральный, частотный). Функционалы оптимальности, составленные по названным критериям, сопоставимы по результатам и взаимозаменяемы.

3. Настройка канала регулирования напряжения АРН: определение области устойчивости по коэффициентам  $K_{0u}$  и  $T_s$  (для AVR ЗМТ [3]) (или  $K_G$ ,  $K_r$  и  $K_i$ , для DECS-400 [4]) и выбор их значений для дальнейшего использования. Оба регулятора напряжения являются пропорционально-интегральными регуляторами, представляются разными структурными схемами, которые после преобразования описываются единой схемой. Есть рекомендации [5] для получения максимальной скорости установления вынужденного движения (например, изменение уставки) выбирать коэффициенты пропорционального канала максимально возможными по условиям обеспечения статической устойчивости. Это может приводить к повышенным колебаниям напряжения статора и напряжения ротора в условиях нелинейной работы в начале переходных процессов. В данной статье выбраны для разных АРВ параметры АРН,

обеспечивающие одинаковое качество переходных процессов с минимальным временем нелинейных процессов.

4. Настройка каналов стабилизации производится для линеаризованной АСР в условиях малых возмущений. Каналы внутренней стабилизации (к каналам внутренней стабилизации относятся каналы производной напряжения и производной тока возбуждения) и внешней стабилизации (к каналам внешней стабилизации относятся каналы отклонения частоты напряжения и производной частоты напряжения) настраиваются отдельно. Исследование зависимости функционала оптимальности от коэффициентов усиления канала производной напряжения  $K_{1u}$  и канала производной тока возбуждения  $K_{1f}$  показывает, что влияние этих коэффициентов на отдельных частотах противоположно для функционала частоты генератора и напряжения статора. Поэтому для иллюстрации принципов настройки АРВ используются типовые (данные производителями [3]) значения этих коэффициентов. Основное внимание уделяется определению области устойчивости по коэффициентам усиления каналы отклонения частоты напряжения  $K_{0f}$  и производной частоты напряжения  $K_{1f}$  и выбор значений этих коэффициентов.

5. Системный стабилизатор Basler PSS является двухвходовым стабилизатором, в котором используется комбинация мощности и скорости ротора для формирования сигнала стабилизации. Он основан на модели типа PSS2B соответствующей IEEE 421.5™ [5]. Постоянные времени схемы фазовой компенсации наиболее влияют на качество демпфирования каналами стабилизации. Выбор этих постоянных времени  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ,  $T_4$  (целесообразно выбрать  $T_3=T_1$ ,  $T_4=T_2$ ) представляет собой оптимальную настройку данного АРВ. Коэффициент  $K_{s1}$  определяет вклад каналов стабилизации в сигнал управления.

Вопросы настройки АРВ для подавления низкочастотных колебаний в энергосистеме иллюстрируется на примере настройки АРВ двух типов для схемы, представленной на Рис. 2

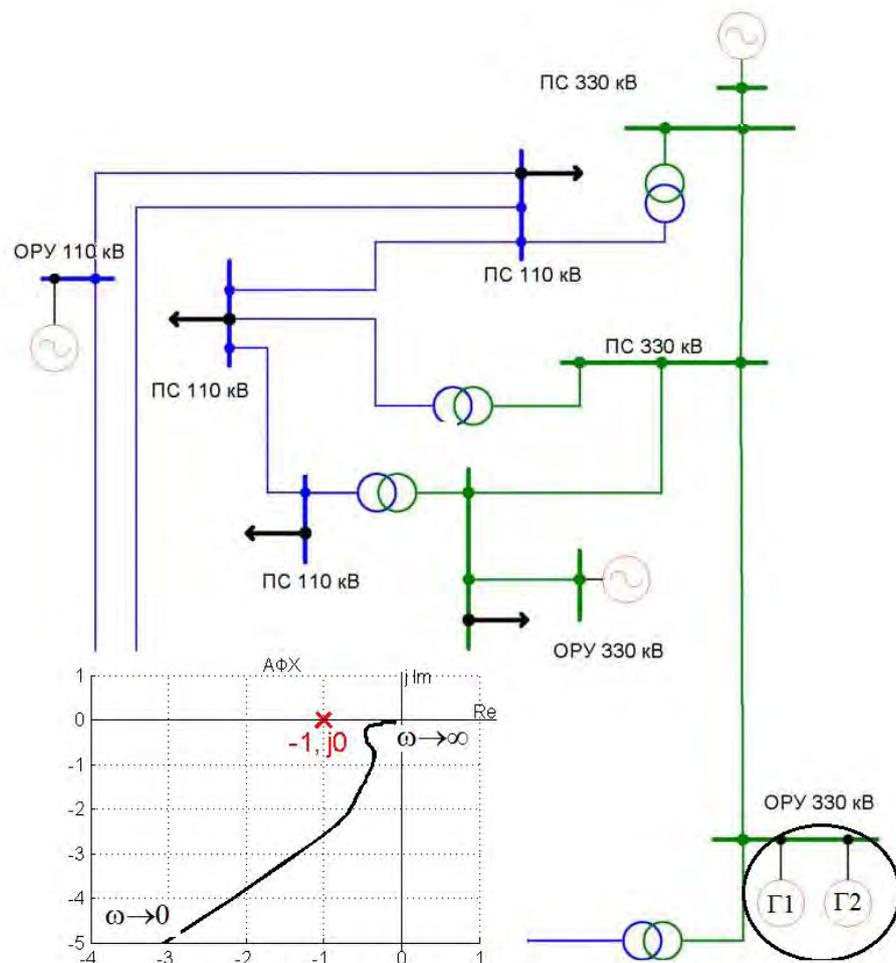
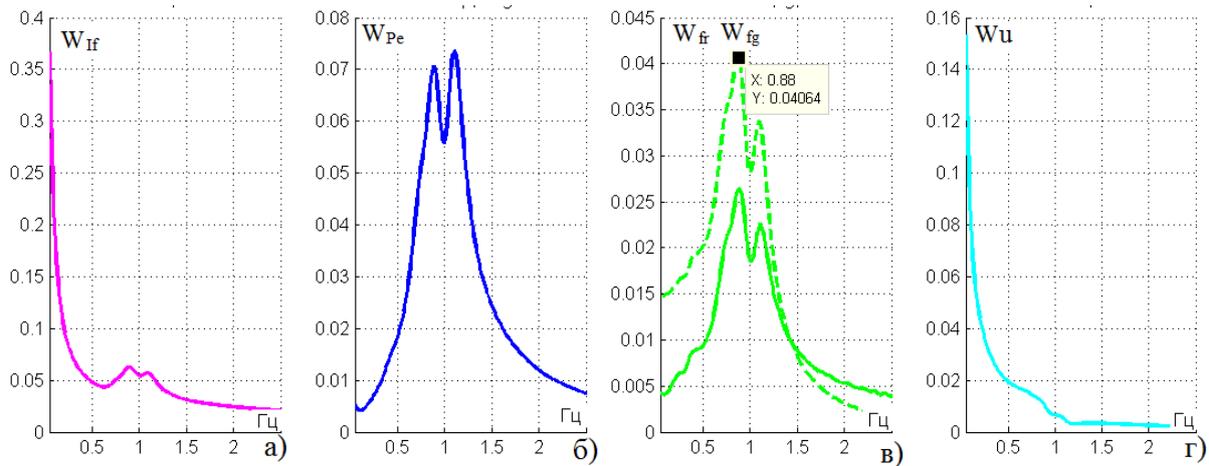


Рис. 2: Эквивалентная схема сети, используемая для анализа функционирования различных типов АРВ

Для генератора Г1, нагруженного на данную сеть, экспериментально получены необходимые частотные характеристики по методике [9], амплитудно-частотные характеристики

(АЧХ) представлены на Рис. 3. Во всех АЧХ режимных параметров наблюдается две резонансные частоты. Экспериментальные частотные характеристики существенно зависят от схемно-режимных ситуаций.

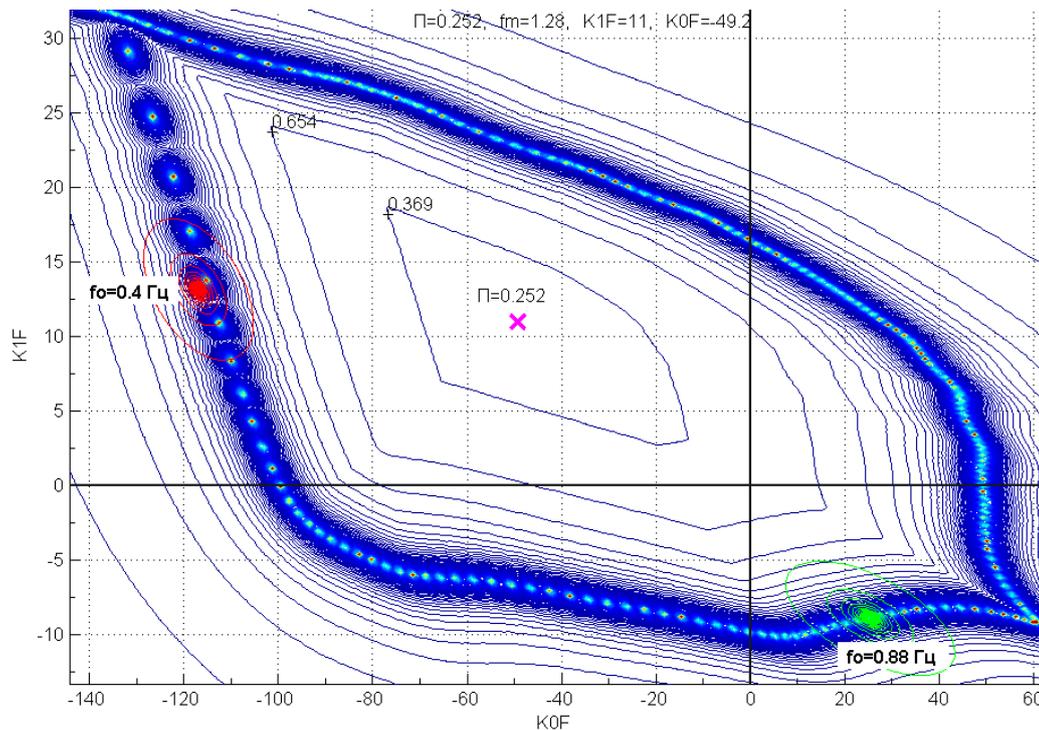


**Рис. 3:** Экспериментальные АЧХ, преобразования напряжения ротора в необходимые режимные параметры

Для разомкнутой АСР (Рис. 1) при выключенных каналах стабилизации построена амплитудно-фазовая характеристика (АФХ), показанная на Рис. 2. В соответствии с критерием Найквиста видно, что замкнутая АСР является устойчивой и может работать без каналов стабилизации. Необходимо определить оптимальные настройки каналов стабилизации АРВ, дающих наилучшее качество переходного процесса (ПП). Под наилучшим качеством ПП понимается минимум длительности ПП, минимум перерегулирования и максимум коэффициента демпфирования [5,6].

Для получения оптимальных параметров настройки АРВ составляет функционал оптимальности, включающий все параметры переходного процесса (длительность ПП, перерегулирование и коэффициент демпфирования) и обозначаемый буквой  $\Pi$  (параметр).

На Рис. 4 показана область устойчивости в плоскости коэффициентов усиления каналов отклонения частоты напряжения  $K_{0F}$  и производной частоты напряжения  $K_{1F}$ . Тонкие линии отмечают одинаковые значения функционала оптимизации (линии равных значений функционала оптимизации). Значения функционала определяются цифрой на линии. Чем меньше цифра, тем лучше демпфирование колебаний ПП. Маркером **X** отмечен набор оптимальных параметров, обеспечивающий минимум параметра  $\Pi=0.252$ , наименьшее значение при типовых значениях всех остальных коэффициентов  $K_{0u}=15$ ,  $T_s=2c.$ ,  $K_{1u}=5$  и  $K_{1f}=3$ .

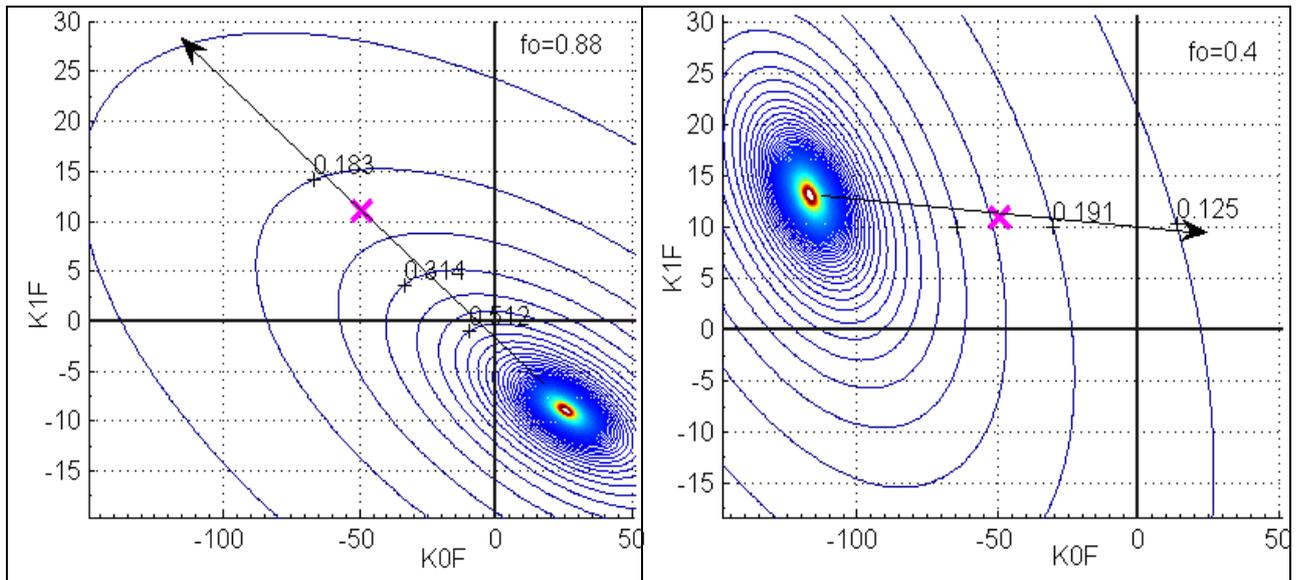


**Рис. 4:** Область устойчивости в плоскости коэффициентов усиления каналов отклонения частоты напряжения  $K_{0F}$  и производной частоты напряжения  $K_{1F}$  и выбор значений этих коэффициентов

На границе области устойчивости отмечены две точки, отображающие поведение колебаний с обозначенными частотами. Частота  $f_0=0.88$  Гц (см. АЧХ, Рис. 3) соответствует локальным низкочастотным колебаниям, возникающим в режимных параметрах генератора Г1 при внешних и внутренних возмущениях. На частоте  $f_0=0.4$  Гц могут наблюдаться в данном районе межзональные низкочастотные колебания.

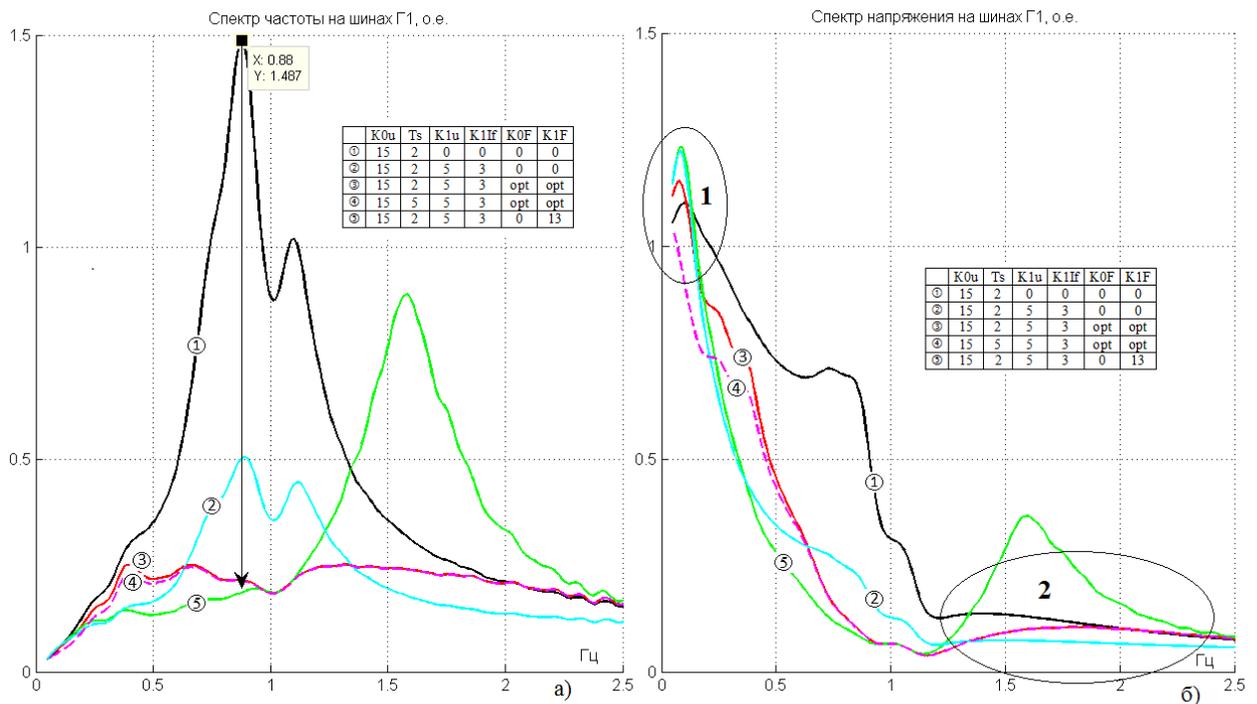
При установке коэффициентов внешней стабилизации, соответствующих расположению точек на границе области устойчивости, в режимных параметрах возникают незатухающие колебания на указанных частотах. На Рис. 5 показывается, как изменяется параметр качества демпфирования колебаний на этих частотах при выборе коэффициентов внешней стабилизации из области устойчивости. Параметр качества демпфирования может быть получен меньше, чем при значениях коэффициентов, оптимальных для всех частот (набор коэффициентов отмечен маркером X). Цифры на линиях определяют качество демпфирования. Видно, что выбор коэффициентов внешней стабилизации для улучшения демпфирования на одной частоте может привести к ухудшению демпфирования на другой частоте. Следовательно, целесообразно выбирать значения коэффициентов внешней стабилизации оптимальные для всех частот.

При выборе оптимальной настройки при нескольких схемно-режимных ситуаций диаграммы качества демпфирования позволяют оценить ухудшение демпфирования в каждой ситуации при выборе набора параметров в общей области устойчивости.



**Рис. 5:** Изменение качества демпфирования колебания с заданными частотами; а)  $f_0=0.88$  Гц – локальное колебание; б)  $f_0=0.4$  Гц – межзональное колебание, цветовая гамма показывает переход от самых больших значений к самым малым (черный-коричневый-красный-желтый-зеленый-синий)

Действие разных коэффициентов канала АРН и каналов внутренней и внешней стабилизации удобно показать при рассмотрении спектров колебаний частоты и напряжения на шинах генератора Г1 (Рис. 6).

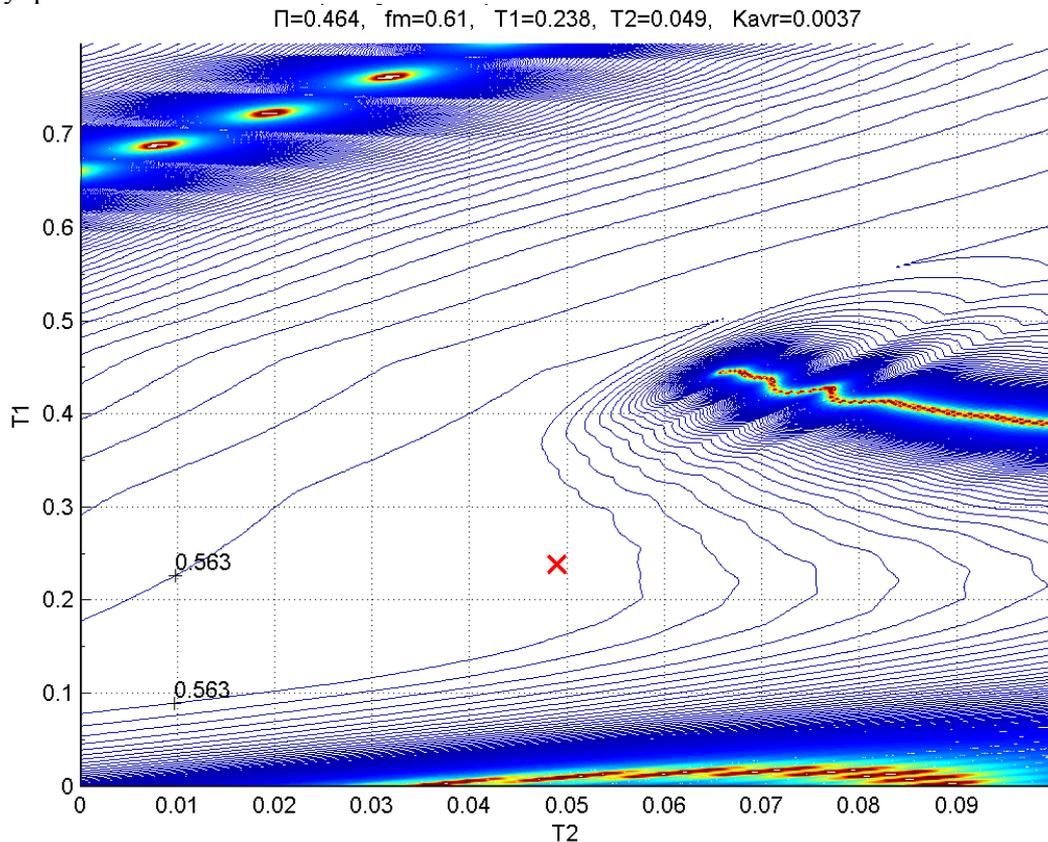


**Рис. 6:** Спектр колебаний частоты (а) и напряжения (б) на шинах генератора в зависимости от коэффициентов АРН и каналов внутренней и внешней стабилизации

На Рис. 6 а), б) кривые (1) описывают спектр колебаний частоты и напряжения на шинах генератора Г1 при отключенных каналах стабилизации. В спектре частоты ярко выражены колебания двух частот. В колебаниях напряжения эти частоты менее выражены. Включение каналов внутренней стабилизации уменьшает мощность и длительность этих колебаний, кривые (2). Существенно уменьшают мощность всех колебаний и в частоте и в напряжении включение оптимальных значений коэффициентов каналов внешней стабилизации (кривые (3)). Кривые (5) относятся к ситуации использования коэффициентов каналов внешней стабилизации, уменьшающих мощность колебаний заданной частоты (в данном случае  $f_0=0.88$  Гц) в большей степени, чем при оптимальных параметрах, но при этом увеличивающих мощность колебаний

другой частоты, например,  $f_0 \sim 1.6$  Гц в обоих режимных параметрах. Рассмотрение спектральных составляющих в области 1 Рис. 6,б) показывает, что включение канала производной напряжения  $K_{1u} > 0$  увеличивает мощность колебаний напряжения на частоте  $f$ , близкой к 0.1 Гц. Этого не наблюдается в спектральном представлении колебаний частоты. Увеличение постоянной времени интегрирования  $T_s$  (т.е. уменьшения веса интегрирующего звена в ПИ-регуляторе) подавляет частоту  $f=0.1$  Гц, это отражается в кривых (4). В области более высоких частот включение каналов внутренней и внешней стабилизации не приводит к увеличению мощности колебаний частоты и напряжения (область 2 Рис. 6,б)), за исключением ситуации подавления выбранной частоты в степени, больше оптимальной.

В АРВ зарубежного типа DECS-400 основной канал регулирования АРН имеет тип, аналогичный АРН российского производства, и настроен для получения одинакового качества демпфирования. Системный стабилизатор имеет два канала, в качестве входных параметров в нем используются оценки скорости вращения вала и электрической мощности генератора. Он основан на модели типа PSS2B, соответствующей IEEE 421.5™ [5]. Постоянные времени схемы фазовой компенсации наиболее влияют на качество демпфирования каналами стабилизации. Выбор этих постоянных времени  $T_1, T_2, T_3, T_4$  представляет собой оптимальную настройку данного АРВ. На Рис. 7 показана область устойчивости в плоскости  $(T_1, T_2)$  при типовом значении коэффициента усиления стабилизатора  $K_{s1}=20$ . Коэффициент  $K_{s1}$  определяет вклад каналов стабилизации в сигнал управления.



**Рис. 7:** Область устойчивости в плоскости постоянных времени схемы фазовой компенсации при  $T_1=T_3, T_2=T_4$  и выбор значений их значений, цветовая гамма показывает переход от самых больших значений к самым малым (черный-коричневый-красный-желтый-зеленый-синий)

Из цифровых данных видно, что наилучшее качество демпфирования будет обеспечиваться при установке постоянных времени, соответствующих точке, отмеченной маркером X. При выборе любых других комбинаций значений качество демпфирования будет только ухудшаться.

Действие разных коэффициентов канала АРН и каналов стабилизации представлено при рассмотрении спектров колебаний частоты и напряжения на шинах генератора Г1 (Рис. 8). На Рис. 8 а), б) кривые (1) описывают спектр колебаний частоты и напряжения на шинах генератора Г1 при отключенных каналах стабилизации. Эти кривые совпадают с аналогичными кривыми Рис. 6, что подтверждает идентичность настройки АРН. В спектре частоты ярко выражены колебания двух частот. В колебаниях напряжения эти частоты менее выражены.

Рассмотрено влияние каналов стабилизации на спектральный состав ПП при различных коэффициентах усиления  $K_{s1}$  и оптимальных для данных коэффициентов значений  $T_1$  и  $T_2$ . Типовому значению коэффициента  $K_{s1}=20$  соответствуют кривые (3). При всех значениях коэффициента  $K_{s1}$  наблюдается при переходных процессах в колебаниях частоты на шинах Г1 присутствие двух частот. Увеличение  $K_{s1}$  и, соответственно, воздействия каналов стабилизации приводит к уменьшению мощности колебательных составляющих, т.е. к улучшению их демпфирования. Однако, при этом существенно увеличивается мощность колебательных составляющих напряжения в области 1 Рис. 8,б), в меньшей степени аналогичное явление наблюдалось при увеличении коэффициента канала производной напряжения  $K_{1u}$  регулятора AVR ЗМТ. Следует отметить особенность данного алгоритма стабилизации: увеличение мощности колебательных составляющих в области 2 по сравнению с ситуацией выведенных каналов стабилизации. Такое явление отсутствует в регуляторе AVR ЗМТ.

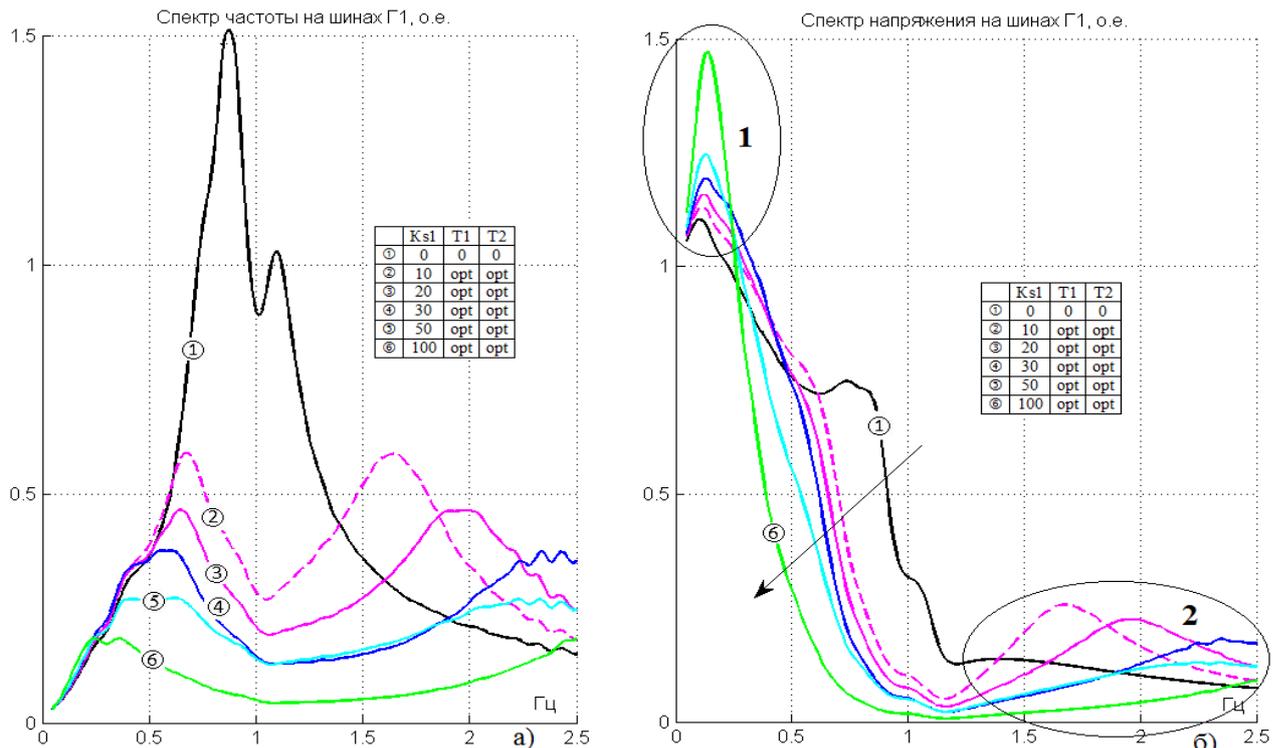


Рис. 8: Спектр колебаний режимных параметров в зависимости от коэффициентов АРН, коэффициентов усиления каналов стабилизации  $K_{s1}$  и оптимальных для них наборов значений ( $T_1, T_2$ )

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ:

1. Представлены имеющие практическую направленность методики анализа функционирования регуляторов возбуждения СГ российского и зарубежного производства. В совокупности эти методики позволяют оценить качество функционирования АРВ, определить области статической устойчивости системы регулирования по требуемому набору параметров АРВ, а также выбрать оптимальные настройки АРВ для заданных условий с учетом многообразия схемно-режимных ситуаций.

2. Все методики направлены на проверку и совершенствование алгоритмов функционирования и настройку АРВ в различных схемно-режимных ситуациях. Методики применимы в любых комплексах моделирования в реальном времени. Использование ПАК RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения разных типов позволяет проверять работу АРВ в условиях, близких к реальным.

3. Работоспособность методик проверена при выборе оптимальных параметров настройки АРВ в различных режимах работы конкретной энергосистемы. Наблюдается совпадение границ областей устойчивости и ожидаемых параметров составляющих переходных процессов с реальными.

4. Показано, что разные алгоритмы стабилизации приводят к разному поведению колебательных составляющих переходных процессов в разных режимных параметрах.

#### ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

- [1] СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Стандарт организации Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, М., 2012.
- [2] «Методические указания по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277).
- [3] Логинов А.Г., Фадеев А.В. Микропроцессорный автоматический регулятор типа АРВ-М для систем возбуждения АО «Электросила» - Электротехника, 2001, 9.
- [4] INSTRUCTION MANUAL FOR DIGITAL EXCITATION CONTROL SYSTEM DECS-400.- 2006 Basler Electric, Highland Illinois 62249 USA
- [5] IEEE Std 421.5™-2005, IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
- [6] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Издание четвертое. Москва «Высшая школа», 1985.
- [7] Литкенс И.В., Пуго В.И. Колебательные свойства электрических систем, М.: Энергоатомиздат, 1988
- [8] Я.Л. Арцишевский, Т.Г. Климова, А.В. Жуков, Е.И. Сацук, А.И. Расщепляев Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения. Оценка качества переходного процесса, Энергетик, 2013, 10
- [9] Я.Л. Арцишевский, Т.Г. Климова, А.В. Жуков, Е.И. Сацук, А.И. Расщепляев Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения. Получение и верификация моделей микропроцессорных АРВ, Энергетик, 2014, 1
- [10] Я.Л. Арцишевский, Т.Г. Климова, А.В. Жуков, Е.И. Сацук, А.И. Расщепляев Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения. Влияние структуры и параметров АРВ на колебательные свойства АСР. Энергетик, 2014, 6



### С.2.2-3. Проблема адаптации системы регулирования газовых турбин типа ГТЭ-160 к условиям их функционирования в ЕЭС России

**А.В. ЖУКОВ, Е.И. САЦУК, А.Н. САФРОНОВ**

**ОАО «СО ЕЭС»**

**Россия**

**satsuk-ei@so-ups.ru**

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** *газовые турбины, динамическая устойчивость, система регулирования, технологическая автоматика, нормативные возмущения, первичное регулирование частоты.*

Энергосистема Калининградской области является одной из наиболее сложных в России по режимам работы и условиям эксплуатации. Калининградская энергосистема связана линиями 330 и 110 кВ только с энергосистемой Литвы (рис.1). Основным источником генерации является Калининградская ТЭЦ-2 с установленными на ней двумя парогазовыми установками (ПГУ) номинальной мощностью по 450 МВт. Каждая ПГУ включает в себя по две газовых турбины (далее – ГТ) типа ГТЭ-160 и по одной паровой турбине. В настоящее время Энергосистема Калининградской области является избыточной и выдает активную мощность в энергосистему Литвы.

Ввиду особенностей схемы Калининградской энергосистемы велика вероятность ее выделения на изолированную работу. При этом очень важное значение имеет правильная работа систем регулирования газовых и паровых турбин на Калининградской ТЭЦ-2, так как от этого зависит надежность работы энергосистемы в целом.



Рис.1. Энергосистема Калининградской области

Газовые турбины ГТЭ-160 произведены ОАО «Силловые машины» по лицензионной документации ГТУ V94.2(3) Siemens AG. Системы регулирования газовых турбин отвечают требованиям Европейской ассоциации системных операторов ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Однако при возмущениях в прилегающей электрической сети были зафиксированы случаи аварийного останова газовых турбин типа ГТЭ-160 действием технологической автоматики в результате срабатывания защиты по погасанию камеры сгорания.

Так, в результате расследования аварий, произошедших в энергосистеме Калининградской области в 2011-2013, были выявлены следующие замечания к функционированию систем регулирования ГТ в составе ПГУ Калининградской ТЭЦ-2:

- наличие ограничений на участие ГТ в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) в энергосистеме: отсутствие требуемого быстродействия на изменение мощности ГТ, наличие блокировки по положению входного направляющего аппарата компрессора, влияющей на работу частотного корректора при нагрузке ГТ, соответствующей минимуму регулировочного диапазона;

- неустойчивый переход ГТ в режим регулирования скорости вращения турбины при выделении ГТ на электроснабжение собственных нужд;

- излишнее действие (при переходных процессах в электрической сети, связанных с нормативными возмущениями) технологической автоматики ГТ, осуществляющей перевод ГТ из режима регулирования

мощности с частотной коррекцией в режим регулирования скорости вращения, сопровождающееся сбросом мощности ГТ. На рис. 2 показано изменение активной мощности генератора Г-12 во время одной из аварий.

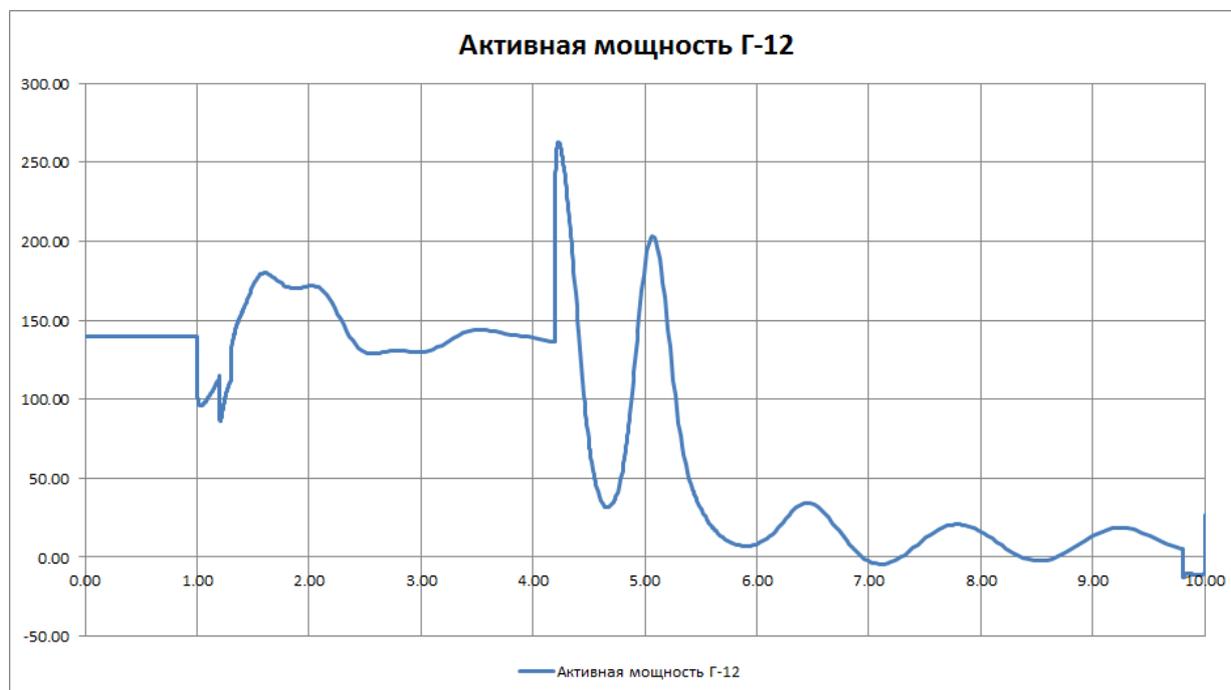


Рис.2. Изменение активной мощности генератора Г-12, показывающее излишнее действие технологической автоматики

С целью обеспечения участия блоков ГТ Калининградской ТЭЦ-2 в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне с максимальным допустимым быстродействием выполнены мероприятия по оптимизации работы частотных корректоров ПГУ Калининградской ТЭЦ-2:

- изменены параметры настройки регулятора температуры входного направляющего аппарата (ВНА) ГТ с целью корректной отработки быстрых возмущающих воздействий со стороны регулирующих клапанов подачи топлива (для сохранения оптимального соотношения газ-воздух);

- выполнена наладка и проверка работы первичного регулирования частоты блоков ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 с увеличенными градиентами работы частотных корректоров ГТ с 30 до 90 МВт/мин.

С целью обеспечения устойчивого перехода ГТ Калининградской ТЭЦ-2 на нагрузку собственных нужд и холостой ход в 2013г проведены испытания ГТ Калининградской ТЭЦ-2 мгновенным сбросом нагрузки до собственных нужд и на холостой ход (всего 31 эксперимент со сбросом мощности). На основании результатов испытаний были выполнены корректировки в настройках алгоритмов систем регулирования ГТ, в результате которых проведены успешные контрольные испытания ГТ как индивидуально, так и в составе блока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2.

Действие технологической автоматики ГТ, в первоначальном исполнении, по ее переводу из режима регулирования мощности с частотной коррекцией в режим регулирования скорости вращения турбины в условиях послеаварийных синхронных качаний (колебаний активной мощности, вызванных короткими замыканиями и

коммутациями в энергосистеме) без отключения ГТ от сети, является излишним применительно к Российским сетям.

Целью переключения режима работы ГТ, предусмотренного в алгоритме данной технологической автоматики, является предотвращение повышения скорости вращения ГТ до уставок автомата безопасности, действующего на останов ГТ, и обеспечение сохранения в работе ГТ с минимальной нагрузкой. Действие данной технологической автоматики аналогично действию, выполняемому автоматикой по факту отключения ГТ от сети: сброс задания по мощности ГТ до 0 МВт, изменение режима горения газа, снятие ограничений от корректора частоты по скорости набора и снижения мощности при отклонениях частоты.

С целью исключения избыточного срабатывания технологической автоматики ГТ Калининградской ТЭЦ-2 по переводу из режима регулирования мощности с частотной коррекцией в режим регулирования скорости вращения турбины при синхронной работе ГТ с энергосистемой была проделана следующая работа:

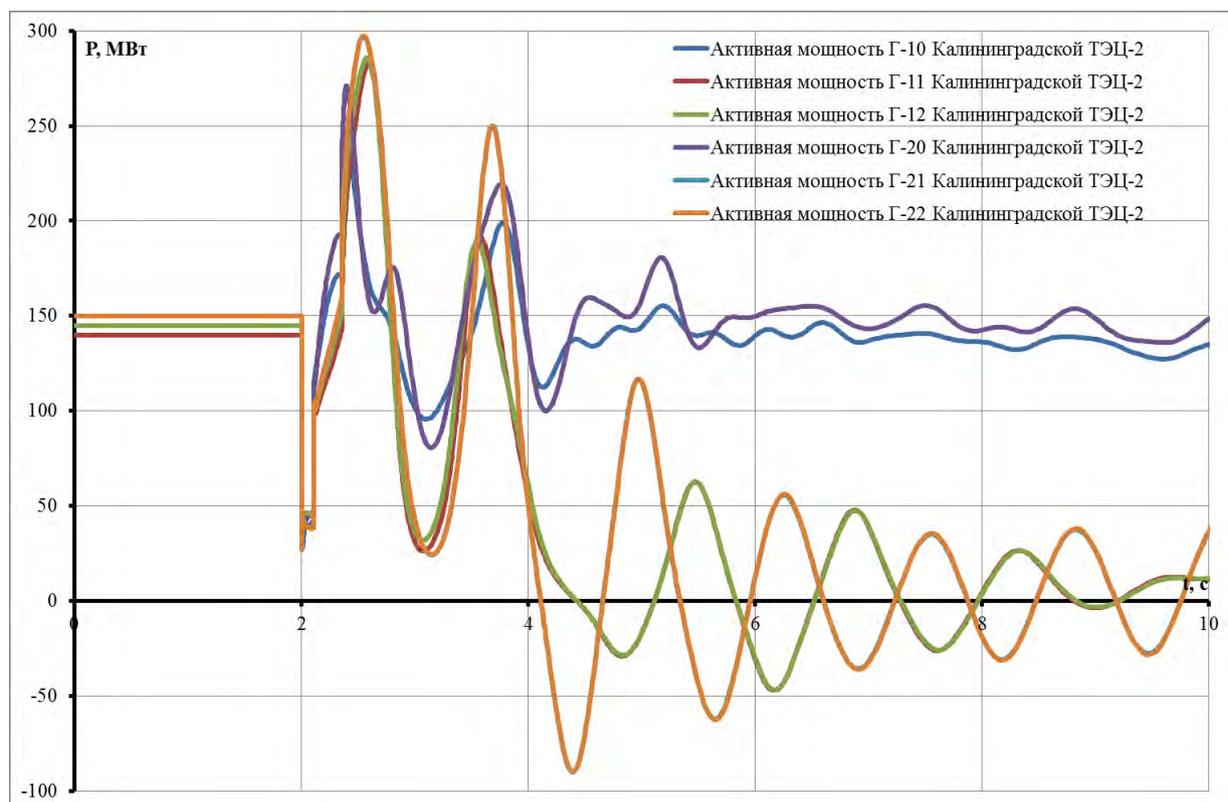
- сформирована математическая модель системы регулирования каждой ГТ Калининградской ТЭЦ-2;
- даны предложения по изменению логики работы технологической автоматики;
- выполнены расчеты переходных режимов при нормативных возмущениях, предусмотренных «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» [1], с использованием математической энергосистемы Калининградской области и включением в нее модели ГТ Калининградской ТЭЦ-2;
- выбраны параметры настройки технологической автоматики ГТ исключающие излишнее ее срабатывание в условиях синхронной работы генераторов ГТ Калининградской ТЭЦ-2 с энергосистемой при нормативных возмущениях в сети и в тоже время обеспечивающие ее селективное срабатывание при выделении генератора на изолированный район с небольшой нагрузкой (0-5% от номинальной мощности).

На рис. 3 и 4 для примера показано моделирование работы технологической автоматики при одном из наиболее тяжелых нормативных возмущений – двухфазное короткое замыкание на линии 330кВ, отходящей от Калининградской ТЭЦ-2, с отказом выключателя и работой устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). На рис.3 показан переходный режим при параметрах настройки технологической автоматики до ее корректировки, на рис.4 – переходный процесс с выбранными новыми настройками.

С целью проверки правильности функционирования системы регулирования блоков Калининградской ТЭЦ-2 были проведены натурные испытания в условиях отделения энергосистемы Калининградской области на изолированную работу с избытком и дефицитом активной мощности. На рис.5 показано изменение частоты и активной мощности паровой и

газовых турбин ПГУ-1 по данным системы мониторинга переходных режимов, установленной на Калининградской ТЭЦ-2.

Следует отметить объективную сложность в подготовке условий для проведения натуральных испытаний, обусловленную необходимостью создания в энергосистеме Калининградской области небалансов активной мощности, при которых расчетное отклонение частоты не превысит допустимых значений, а расчетная величина изменения мощности блока КТЭЦ-2 при отклонениях частоты должна быть обеспечена соответствующим резервом в пределах располагаемого регулировочного диапазона блока. Указанные условия обеспечиваются только в определенном, относительно небольшом диапазоне изменения потребления энергосистемы Калининградской области. Анализ результатов натуральных испытаний подтвердили правильность принятых решений, а также соответствие ГТЭ-160 требования Российских нормативных документов.



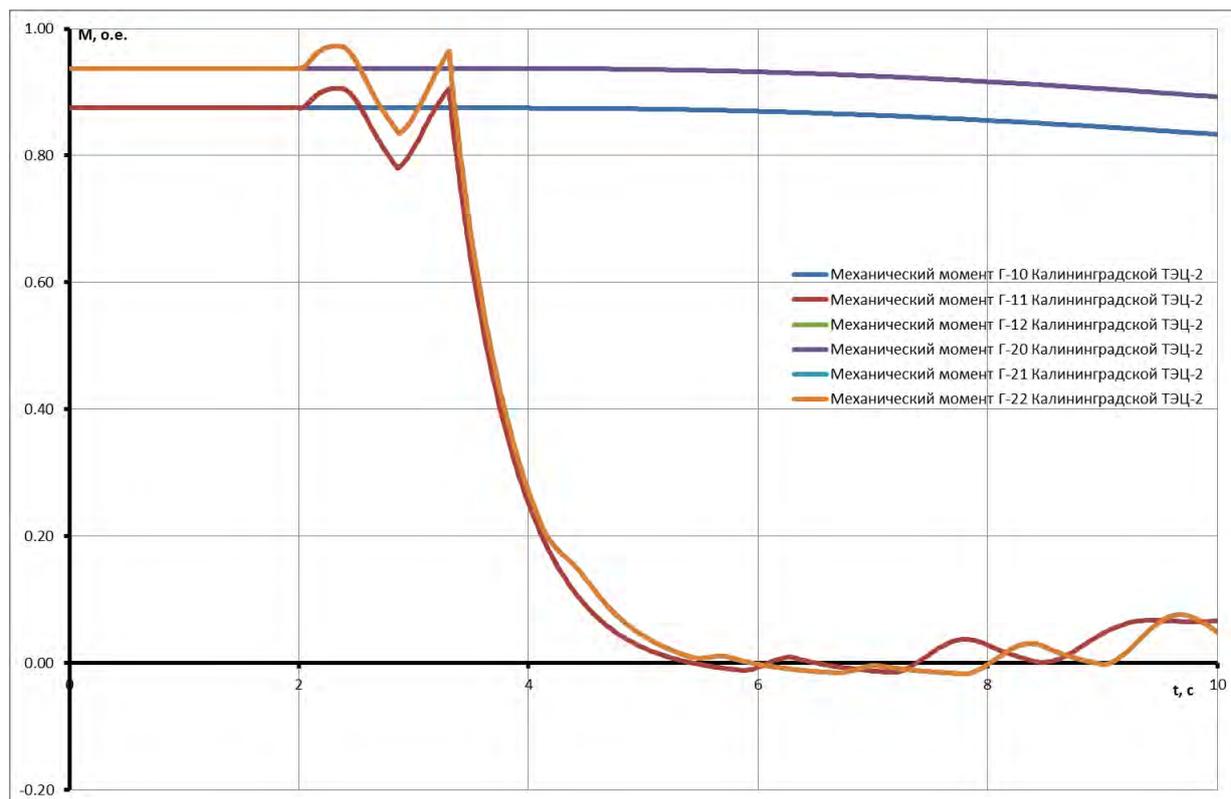
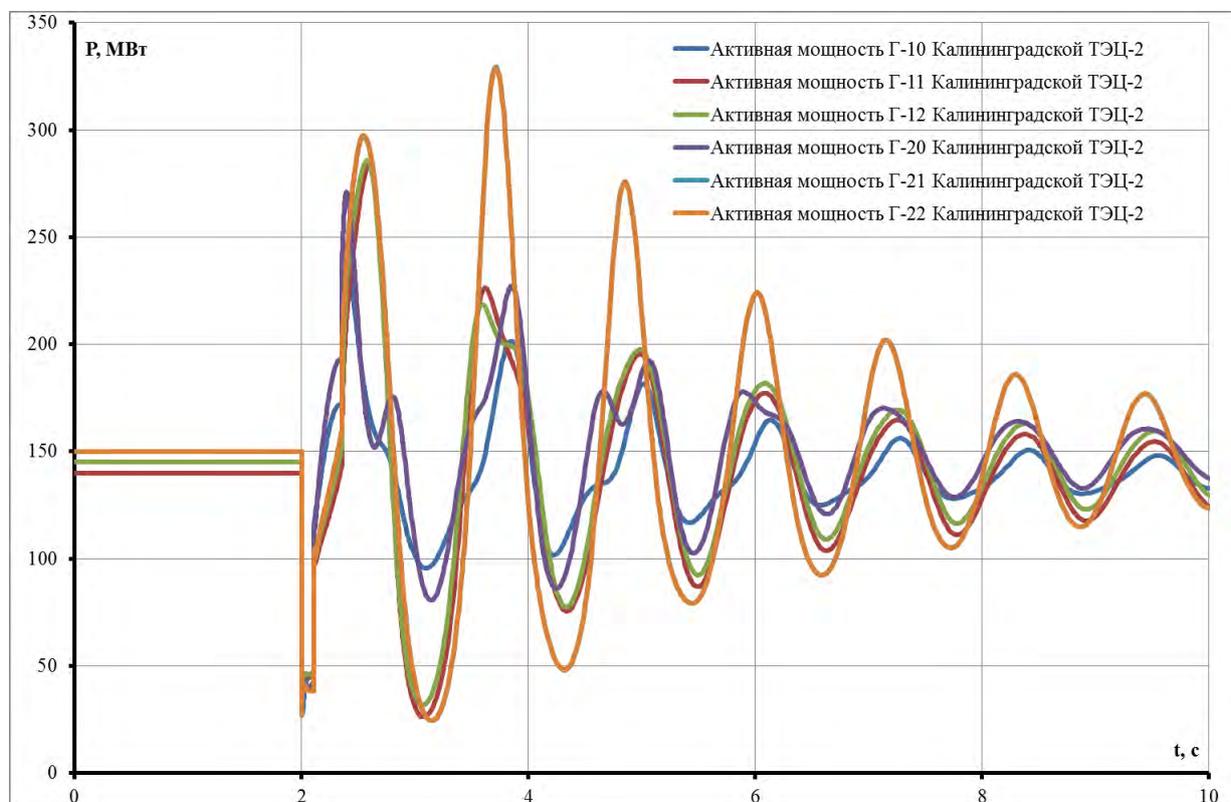


Рис.3. Изменение активной мощности и механического момента генераторов с настройками технологической автоматики до корректировки



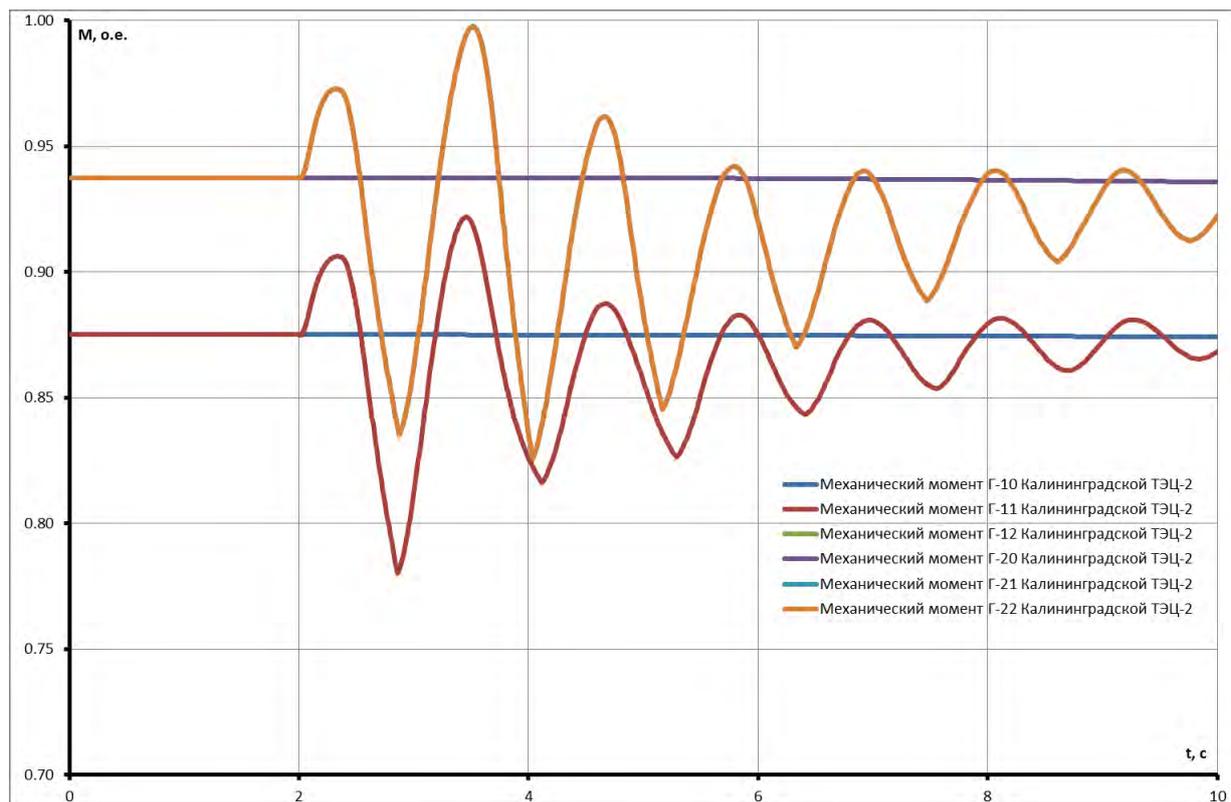


Рис.4. Изменение активной мощности и механического момента генераторов с настройками технологической автоматики после корректировки

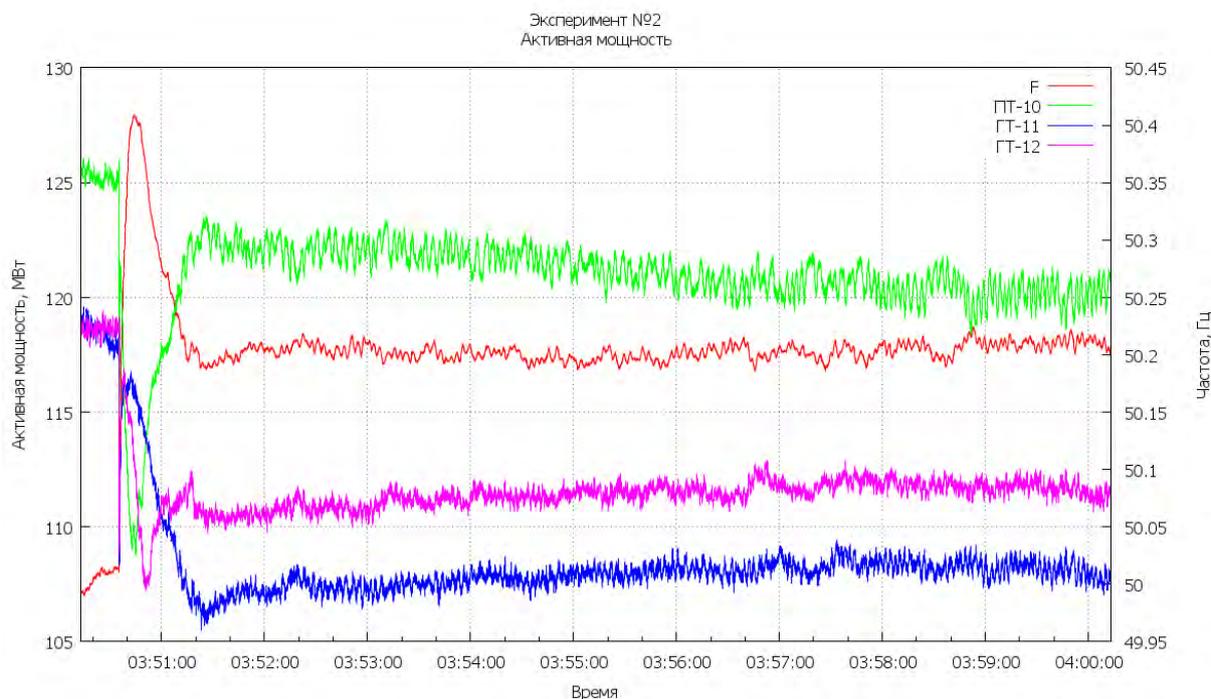


Рис.5. Результаты натурального эксперимента по выделению энергосистемы Калининградской области на изолированную работу с избытком активной мощности

В настоящее время на 15 электростанциях в различных регионах России введено в работу 29 газовых турбин типа ГТЭ-160. Еще несколько турбин планируется ввести. Собственниками генерирующего оборудования при участии ОАО «СО ЕЭС» разработаны планы по приведению настроек систем регулирования ГТ данного типа в соответствие с решениями принятыми и апробированными на Калининградской ТЭЦ-2. Таким образом, модернизация систем регулирования самой распространенной в России лицензионной энергетической газотурбинной установки позволит повысить надежность электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях, возникающих в энергосистеме.

Список литературы:

1. Методические указания по устойчивости энергосистем/ утв. Минэнерго РФ 30.06.2003:– Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.



## С.2.2-4. Оценка эффективности концепций регулирования напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией

**А.Г. ФИШОВ, Р.Н. ХАБИБУЛЛИН**  
Новосибирский Государственный Технический Университет  
Россия  
[fishov@ngs.ru](mailto:fishov@ngs.ru)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Электрические сети, распределенная генерация, децентрализация управления, мультиагентное регулирование напряжения, многокритериальная оптимизация, моделирование режима сети

### ВВЕДЕНИЕ

Современные электрические сети развиваются в соответствии с интересами потребителей электроэнергии, присоединяемой генерации, а также собственно сетевых компаний (СК). Эти интересы часто являются противоречивыми. Так, сетевые компании заинтересованы в обеспечении максимального пропускания энергии как основной сетевой услуги, минимизации потерь электроэнергии при соблюдении требований к напряжению по безопасности и качеству. Потребители энергии заинтересованы в оптимальном качестве напряжения на шинах нагрузки, в т.ч. его стабильности. Включенная в сеть генерация заинтересована, помимо выдачи избыточных мощностей и энергии в сеть для ее продажи, в предоставлении коммерческих услуг по регулированию напряжения в своих локальных зонах сети. Появление значительного потенциала регулирования напряжения помимо сетевых компаний у потребителей энергии и *распределенной генерации* (РГ), противоречивость их интересов вызывают необходимость в разработке новых концепций, методов и технических средств регулирования напряжения в электрической сети.

Перспективным направлением решения данной задачи является мультиагентное (распределенное) регулирование напряжения с помощью интеллектуальных регуляторов. Под *мультиагентным регулированием* понимается вся совокупность мер, принимаемых каждым из субъектов процесса (сетевой компанией, потребителем электроэнергии, генерацией), для достижения собственных целей в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих компромиссный режим напряжения электрической сети.

В настоящее время назрела необходимость сопоставительной оценки различных концепций регулирования напряжения в электрических сетях, как существующих, так и развиваемых новых. По результатам становится возможным как выбор наиболее приемлемых в конкретных условиях концепций регулирования напряжения, так и определение экономической эффективности принимаемых решений.

## 1 РАЗВИТИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

В настоящее время для распределительных электрических сетей характерен переход от пассивной сети, связывающей центры питания с узлами нагрузки (рис.1а), к сети с “активными” потребителями электроэнергии и распределенной генерацией, принимающими участие в регулировании режима сети для достижения собственных целей [3,5]. Предпосылками этого перехода являются экономические, экологические и технологические факторы, побуждающие потребителей рационализировать электропотребление, участвовать в производстве электроэнергии и регулировании напряжения.

Для пассивной сети (а) основой регулирования напряжения в настоящее время является метод встречного регулирования, заключающийся в повышении напряжения в центрах питания при росте нагрузки и его понижении при уменьшении нагрузки, а также использование средств локального регулирования напряжения с уставками, определяемыми централизованно. Процесс регулирования целиком определяется сетевой компанией в соответствии с требованиями к безопасности и качеству напряжения в электрической сети.

Можно выделить три основных, применяемых в существующих электрических сетях, концепций регулирования напряжения:

- Централизованное регулирование в центрах питания (ЦП) с постоянными уставками на районных подстанциях (ПС) распределительной сети. Данный тип регулирования применяется в распределительных сетях с низкой автоматизацией;
- Централизованное регулирование в ЦП с адаптивными уставками на районных ПС распределительной сети. Регулирование с адаптивными уставками предполагает такую работу регуляторов, при которой уставка напряжения или отпайки РПН трансформатора изменяют свое значение (положение) по заданной временной программе или контролируемой нагрузке;
- Централизованное регулирование в режиме реального времени с оптимизацией режима всей сети при полной управляемости.

Следует отметить, их ориентацию на интересы сетевых компаний, а не собственников распределенной генерации, потребителей, обладающих собственными целями и средствами регулирования напряжения.

Обозначим цели и критерии регулирования напряжения для всех участников процесса:

### **Потребитель.**

Оптимальное и стабильное напряжение на шинах электроприемников. Как правило, речь идет о номинальном или сниженном до 5% напряжении.

$$\Delta U = |U_i - U_{\text{жел}}| \rightarrow \min$$

Такое качество напряжения обеспечивает рациональное энергосбережение и минимальный износ оборудования. Эту задачу в настоящее время потребитель может решать как самостоятельно, используя для поддержания желаемого напряжения на питающих шинах ‘нормализаторы’ напряжения [6], так и при заказе на локальном рынке соответствующей услуги субъектам, способным обеспечить требуемое напряжение. Это может быть, как сетевая компания, так и малая генерация.

### **Распределенная по сети генерация.**

- При отсутствии дополнительных коммерческих услуг – допустимое напряжение на шинах при минимуме потерь энергии на участке до коммерческих приборов учета поставляемой энергии:

$$\Delta P(U) \rightarrow \min$$

- При наличии локального рынка дополнительных услуг в зависимости от обязательств – поддержание востребованного стабильного напряжения в некоторых узлах прилегающего района сети, обеспечение допустимого режима напряжения в узлах прилегающего района, обеспечение минимальных потерь в сети прилегающего района.

$$|U_i - U_{\text{жел}}| \rightarrow \min \quad \text{или} \quad \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_i - U_{\text{жел}})^2}{n}} \rightarrow \min \quad \text{или} \quad \Delta P(U) \rightarrow \min$$

### Сетевая компания.

Допустимость режима напряжения во всех узлах сети, качественное напряжение во всех узлах нагрузки, максимум пропускания электроэнергии при минимальных потерях в сети.

$$\Delta P(U) \rightarrow \min$$

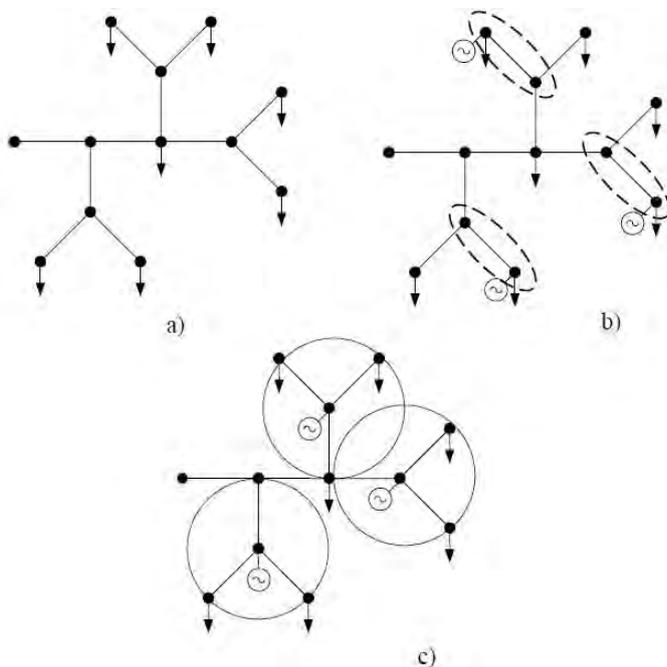
$$U_i \in D$$

Учитывая противоречивость интересов субъектов необходимо качественно новое решение задачи регулирования напряжения (на основе децентрализованного принципа), обеспечивающее компромиссный режим электрической сети. Его реализация нуждается в специальной разработке.

В данной работе реализация базируется на трех основаниях:

1. Децентрализации регулирования.
2. Контроле каждым локальным регулятором режима прилегающего к узлу района сети, обеспечивающем необходимую информативность данных.
3. Использовании искусственного интеллекта на основе базы знаний и экспертных технологий в регуляторах (агентах системы регулирования напряжения сети), обеспечивающем целостность процесса регулирования, адаптивность поведения регуляторов, в т.ч. позволяющем им выполнять функции как технологической, так и противоаварийной автоматик.

Для пояснения обратимся к рисунку 1.



На рисунке 1 принципиально представлены сети:

(а) – пассивная, (б,с) – с распределенной генерацией, в которых различны субъекты ее развития. В случае б – это потребители электроэнергии, в случае с – сетевая компания (Прим. Сетевые компании могут неограниченно развивать средства компенсации реактивной мощности, а также генерации в пределах покрытия потерь в электрической сети). Вариант (б) отражает желание потребителя максимально использовать потенциал генерации в собственных целях, а (с) – желание сетевой компании добиться максимального эффекта по сети в целом при размещении собственной генерации или регулируемых источников реактивной мощности.

**Рис. 1:** Принципиальные схемы пассивной и активных сетей

На рисунках (1б,с) для каждого узла генерации (или управляемой компенсации реактивной мощности) показаны районы прилегающей сети, режимы напряжений которых могут контролироваться по результатам косвенных измерений на основе локальных параметров:

- расчетным путем по измерениям активной, реактивной мощности по линии, напряжению в узле подключения генерации и известным параметрам линии,
- или с использованием специальных схем измерения напряжения на удаленных концах линий (с физическим моделированием падений напряжения в линии, так называемых, «Фантомных схем») [1].

Потери мощности и пропуск по прилегающему району сети могут определяться как результат косвенных измерений по локальным параметрам для узлов подключения генерации на основе известных зависимостей потерь холостого хода от напряжения, нагрузочных потерь от тока в трансформаторах и линиях прилегающего района.

Основные принципы осуществления мультиагентного регулирования напряжения с участием распределенной генерации и потребителей могут быть сформулированы следующим образом:

- В нормальных режимах сети каждый субъект имеет право преследовать собственные цели регулирования, не создавая невозможности достижения целей другим субъектам.
- При нарушениях нормального режима сети поведение субъектов подчиняется цели предотвращения развития и ликвидации возникших нарушений.
- Для достижения целей каждый субъект эффективно использует собственные средства регулирования напряжения и доступную локальную информацию о режиме сети.

## **2 МОДЕЛИРОВАНИЕ МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ С КОНТРОЛЕМ ПРИЛЕГАЮЩЕГО РАЙОНА**

Моделирование традиционной системы регулирования напряжения не представляет особых проблем, т.к. именно она реализована в обычных вычислительных комплексах (RastrWin, АНАРЭС, Мустанг и др.). Моделирование мультиагентных систем, использующих контроль режима прилегающих районов, экспертные блоки в подсистемах принятия решений, в настоящее время не реализовано в промышленных программах. Поэтому, была разработана экспериментальная программа расчета режимов с интеллектуальными локальными регуляторами путем создания внешних процедур для обычных программ расчета режимов [7].

Эта программа находит установившийся компромиссный режим напряжения в сети при корректировках уставок локальных регуляторов по заложенным правилам децентрализованного регулирования. Для этого в каждом активном узле последовательно выполняется несколько процедур:

1. выделение для каждого активного узла (с локальным регулятором) района сети с контролируемым по местным параметрам режимом напряжения всех входящих в него узлов.

2. классификация режима (нормальный, аварийный) и внесение контролируемых параметров (таких как количество активных узлов, режим напряжения в прилегающем районе каждого активного узла, напряжение в узлах с недопустимыми параметрами и т.д.) в протокол.

3. корректировка уставки регулятора в активном узле в соответствии с заданными целями регулирования:

- Поддержание стабильного желаемого напряжения на шинах некоторых электроприемников.
- Обеспечение допустимого режима напряжения в прилегающем районе сети.
- Минимизация потерь в прилегающем районе сети.

При этом необходимым условием для каждого регулятора является допустимость режима напряжения во всех узлах прилегающего района сети.

Результатом расчета является режим электрической сети с уставками по напряжению регуляторов, а также величины показателей, характеризующих достижимость целей регулирования.

### 3 СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ КОНЦЕПЦИЙ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Перед любой системой регулирования ставится задача достижения целей регулирования. Для централизованного - это минимизация потерь активной мощности в сети или максимизация пропускания по сети при поддержании напряжений в допустимых пределах с минимальными отклонениями напряжения узлов нагрузки от номинального. Для мультиагентного - это максимальное достижение индивидуальных целей участников (субъектов) процесса регулирования при поддержании напряжений в допустимых пределах.

При многоцелевом регулировании напряжения в электрической сети разными субъектами возникает неопределенность в оценке его эффективности, т.к. задача становится многокритериальной и речь должна идти об оценке качества компромисса при регулировании.

Оценку качества компромиссного режима напряжения при многоцелевом децентрализованном регулировании предлагается проводить путем сравнения степеней достижения целей регулирования в условиях многорежимности разными методами его осуществления. При этом многорежимность создается путем задания суточных графиков нагрузки и генерации.

В качестве показателей достижения целей предлагается использовать:

- отклонения средних значений напряжений в узлах нагрузок от желаемых значений
- среднеквадратические отклонения напряжений в узлах от желаемых значений
- максимальные отклонения напряжений в узлах от желаемых значений
- значения пропускания или потерь активной мощности в сети.

Оценка качества компромисса путем сравнения степени достижения индивидуальных целей субъектов при регулировании производится по следующему алгоритму:

1. Для сравнения эффективности достижимости индивидуальных целей фиксируются концепции регулирования и цели для каждого из субъектов (потребитель, генерация, сетевая компания).
2. Для планируемых режимов электропотребления в узлах сети и выработки активной мощности генераторами проводится расчет электрических режимов для сравниваемых концепций регулирования напряжения с моделированием работы соответствующих регуляторов. Режимы электропотребления в узлах сети и выработки активной мощности генераторами задаются временными графиками.
3. Определяются степени (коэффициенты) достижения целей для каждого из субъектов для разных способов (концепций) регулирования напряжения. Расчет степеней (коэффициентов) достижимости целей производится в каждом из узлов сети при различных концепциях регулирования.

Коэффициент степени достижения целей для субъекта определяется по формуле:

$$K_{сд} = \frac{\sum_{i=1}^k t_i}{T} \quad (1)$$

где  $\sum_{i=1}^k t_i$  – продолжительность режимов, в которых цель субъекта достигнута,

$k$  – число режимов, в которых цель субъекта достигнута,

$T$  – общая продолжительность анализируемых режимов.

4. Рассчитываются обобщенные показатели удовлетворенности режимом напряжения всеми субъектами. Для оценки степени удовлетворенности режимом напряжения потребителей и распределенной генерации используется число узлов нагрузки (генерации) сети, в которых коэффициент степени достижения целей больше заданного значения (например, 0,5).
5. По полученным результатам делаются выводы, причем они не являются объективно однозначными, а зависят от носителя тех или иных целей (потребитель, генератор, СК).

#### 4 ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И СРАВНЕНИЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

4.1. Для оценки эффективности децентрализованного мультиагентного регулирования напряжения при оказании услуг на локальном рынке услуг по регулированию напряжения было проведено исследование во фрагменте схемы высоковольтной распределительной сети с малой генерацией НГДУ «Нижнесорттымскнефть» Сургутской энергосистемы, представленной на рисунке 2. Схема содержит три объекта малой генерации, передающие и распределительные сети напряжением 110, 35 и 6 кВ. При моделировании нагрузки были учтены ее статические характеристики по напряжению.

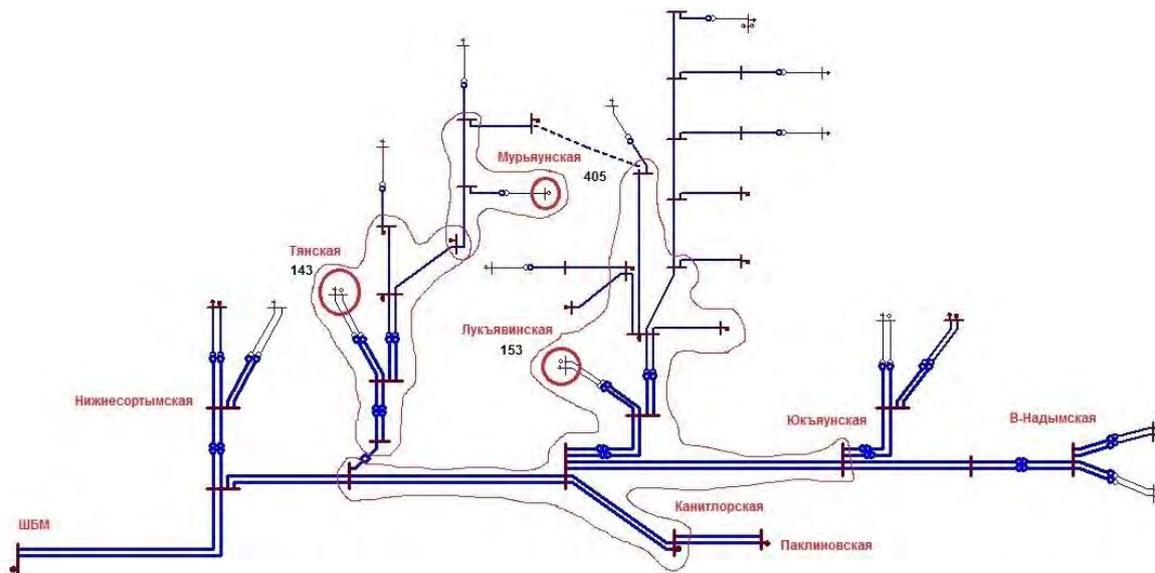


Рис. 2: Схема сети «Нижнесорттымскнефть»

Проведена оценка эффективности при регулировании напряжения тремя различными способами по критерию минимизации потерь активной мощности с учетом допустимости напряжения в узлах нагрузки.

Сравнение методов регулирования напряжения осуществлялось по результатам моделирования характерных режимов сети с учетом разных методов регулирования напряжения при заданном одинаковом графике нагрузки.

Различные способы регулирования сравнивались по величине суммарного пропускания и потерь энергии и электроэнергии по сети. (Таблица 1).

Район, прилегающий к узлу с РГ	Потери энергии	Способ регулирования		
		РПН	РПН+РГ	МАР
Тянская ГТЭС	$\Delta Э$ , МВт*ч	22,1884	21,1544	21,2757
Лукъявинская ГТЭС	$\Delta Э$ , МВт*ч	15,8475	13,989	15,162
Мурьяунская ГТЭС	$\Delta Э$ , МВт*ч	4,5376	4,504	4,3989
Вся сеть НГДУ «Нижнесорттымскнефть»	$\Delta Э$ , МВт*ч	122,6846	107,726	111,716

Табл. 1: Потери энергии в контролируемых районах и по сети в целом для разных способов регулирования напряжения

Примечания к Таблице 1:

РПН – централизованное регулирование исключительно при помощи устройств РПН трансформаторов (моделировалась ситуация, когда РГ не контролируется сетевой компанией и

поддерживает номинальное напряжение на своих шинах), смоделированное встроенной функцией «Оптимизация Q/V» в ПВК RastrWin

РПН+РГ – централизованное регулирование при помощи устройств РПН и РГ (моделировалась глобальная оптимизация с полной наблюдаемостью и управляемостью сети), смоделированное встроенной функцией «Оптимизация Q/V» в ПВК RastrWin

МАР – мультиагентное регулирование по критерию снижения потерь мощности в сети (ситуация, когда РГ предоставляет СК услуги по снижению потерь), смоделированное созданной программой по критерию минимизации потерь активной мощности.

$\Delta \mathcal{E}$  – суточные потери электроэнергии.

Оптимальный режим напряжения, найденный с помощью разработанной программы при мультиагентном регулировании, позволил уменьшить потери в каждом из контролируемых районов электрической сети, а также в сети в целом. Также в интересах сетевой компании увеличился пропуск электроэнергии по сети. Результат децентрализованной оптимизации по потерям близок к результату глобальной оптимизации, однако не требует полной наблюдаемости и управляемости сети.

**4.2.** Вторым реальным объектом исследования являлся Пендженский район электрической сети (РЭС) с центром питания (ПС Рудаки 220/110/10 кВ) и двумя малыми генераторами в составе (Таджикистан). В таблицах 2-4 представлены показатели удовлетворенности (неудовлетворенности) режимом напряжения субъектами при разных способах регулирования напряжения. Коэффициенты степени достижения и определялись по формуле (1).

Узел генерации	$K_{сд}$			
	Централизованное регулирование в ЦП с постоянными уставками в районных ПС	Централизованное регулирование в ЦП с адаптивными уставками в районных ПС	Централизованное регулирование в режиме реального времени с глобальной оптимизацией	Мультиагентное регулирование (в интересах генерации)
<i>Айни 10 кВ</i>	0,25	0,3	0,42	1
<i>Джикурут 10 кВ</i>	0,42	0,33	0,5	1

**Табл. 2:** Коэффициенты степени достижения целей генерации по напряжению

Для СК цель считалась достигнутой при допустимости напряжения во всех узлах сети и потерях в диапазоне  $\Delta P = (1-1.02) \Delta P_{min}$ .

$K_{сд}$			
Централизованное регулирование в ЦП с постоянными уставками в районных ПС	Централизованное регулирование в ЦП с адаптивными уставками в районных ПС	Централизованное регулирование в режиме реального времени с глобальной оптимизацией	Мультиагентное регулирование (в целях СК)
0,15	0,25	1,0	0,58

**Табл. 3:** Коэффициенты степени достижения целей сетевой компании по напряжению

Число узлов нагрузки, в которых $K_{сд}$ меньше 0,5			
Централизованное регулирование в ЦП с постоянными уставками в районных ПС	Централизованное регулирование в ЦП с адаптивными уставками в районных ПС	Централизованное регулирование в режиме реального времени с оптимизацией режима при полной управляемости	Мультиагентное регулирование (в целях потребителей)
6	6	3	4

**Табл. 4:** Обобщенная характеристика неудовлетворенности потребителей режимом напряжения

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен способ мультиагентного (децентрализованного) регулирования напряжения в распределительной электрической сети, основанный на контроле режима прилегающего к узлу локального регулирования района сети, позволяющий найти компромиссный режим напряжения, удовлетворяющий интересам различных субъектов сети. Разработан алгоритм осуществления мультиагентного регулирования напряжения с контролем прилегающего района электрической сети на основе косвенных измерений для нескольких критериев регулирования.

Для моделирования мультиагентного регулирования напряжения с контролем прилегающего района сети разработана специальная программа.

Предложена методика оценки качества компромиссных режимов напряжения, основанная на сравнении показателей удовлетворенности субъектов сети в достижении индивидуальных целей.

Выполненные расчеты подтверждают эффективность предложенного способа регулирования напряжения и его способность обеспечить компромиссное регулирование напряжения в интересах всех субъектов, участвующих в процессе: сетевой компании, потребителей, распределенной генерации, а также создать технологическую основу локальных рынков услуг по регулированию напряжения в сети.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Пат. 1372465 СССР, МПК7 Н 02 J 3/12. Способ регулирования напряжения узла электрической сети / А.Г. Фишов, В.В. Денисов, Б.Б. Кобец; Новосибирский электротехнический институт и Сибирское отделение Всесоюзного государственного проектно-изыскательского и научно-исследовательского института "Энергосетьпроект". № 3937357/24-07; заявл. 01.08.85; опубл. 07.02.88, Бюл. № 5.
- [2] С. Т. Исмоилов, С. С. Труфакин, А. Г. Фишов. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями. // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: 4-ая междунар. науч.-техн. конф., Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г.: аннотации докладов. – Екатеринбург, 2013. – С. 99-100.
- [3] Фишов А.Г. Интеллектуальная электрическая сеть - революция в отношениях субъектов и управлении режимами электроэнергетических систем//Сборник докладов 3-ей международной научно-технической конференции. Екатеринбург 22-26 октября 2012. Том 1. С.91-97.
- [4] ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2010-21-12.
- [5] Фишов А.Г., Калужный Р.С. Сценарии развития региональной энергосистемы в современных условиях// Научный вестник НГТУ. - 2012 - №3(48). С.161-172.
- [6] L. Z. Feigin, S.V. Levinson, D.A. Klavsuts «Method and Apparatus for Regulating Voltage», U.S. Patent № 7 816 894 B2, filing date 06.20.2007 date of publication - October 19.2010.
- [7] Фишов А. Г. Моделирование мультиагентного регулирования напряжения с контролем прилегающего района сети на основе косвенных измерений в электрических сетях с распределенной генерацией / А. Г. Фишов, Р. Н. Хабибуллин // Электроэнергетика глазами молодежи : 5 междунар. науч.-тех. конф., Томск 10-14 нояб. 2014 г. : науч. тр.- Томск.2014 – Т. 1 – С.450-453. – 70 экз. – ISBN 978-5-87307-078-4.
- [8] Исмоилов С. Т. Моделирование и анализ эффективности регулирования напряжения в электрической сети с распределенной генерацией / Исмоилов С. Т., Фишов А. Г. // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока - 2014, - № 1-2, с. 302-305.



## С.2.2-5. Мультиагентный централизованный алгоритм отключения нагрузки потребителей при перегрузках в распределительных электрических сетях<sup>1</sup>

Панасецкий Д.А, Курбацкий В.Г., Томин Н.В.  
Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН  
Россия  
[panasetsky@gmail.com](mailto:panasetsky@gmail.com)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

противоаварийное управление, алгоритм, интеллектуальные энергосистемы, отключение нагрузки, корректирующее устройство, адаптивность, отказоустойчивость.

### 1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время автоматика, отвечающая за ликвидацию токовых перегрузок в распределительных электрических сетях, как правило, представлена простыми локальными устройствами автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО). Данные устройства обладают низким уровнем адаптации к текущим схемно-режимным условиям, следствием чего является существенная избыточность реализуемых ими управляющих воздействий (УВ). Кроме того, отсутствие координации локальных устройств АОПО может являться причиной каскадного развития аварии. Подсистемы автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), обладающие более высоким интеллектуальным уровнем, могли бы быть использованы с целью минимизации и координации объемов УВ для ликвидации токовых перегрузок. Однако в настоящее время АПНУ, как правило, обеспечивает устойчивость параллельной работы ключевых межсистемных и внутрисистемных транзитов и не используются для защиты распределительных сетей со сложной структурой (сети мегаполисов и крупных промышленных центров). В работе представлен интеллектуальный алгоритм отключения нагрузки (ОН) потребителей с целью ликвидации перегрузки в распределительных сетях со сложной структурой. Алгоритм обладает высоким уровнем адаптивности и отказоустойчивости и, по мнению авторов, может быть использован для повышения надежности функционирования автоматик, отвечающих за ликвидацию токовых перегрузок в распределительных электрических сетях.

### 2 АЛГОРИТМ РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМАТИКИ ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ

Применительно к задаче контроля токовой загрузки связей, алгоритмы реализации автоматики ОН могут быть условно разделены на две группы:

1. *Локальные алгоритмы.* По определению, используют для своей работы лишь локальные параметры режима, поэтому их интеллектуальный уровень не может быть кардинально улучшен.

---

<sup>1</sup> Исследование выполнено за счет грантов Российского научного фонда (проект №14-19-00054) и РФФИ (проект №15-08-00403).

2. *Централизованные алгоритмы.* Применительно к задаче контроля токовой загрузки связей существует большое количество работ, посвященное разработке централизованных алгоритмов ОН. Дальнейший литературный обзор будет касаться именно централизованных алгоритмов.

Существует значительное число работ, к примеру [1-3], посвященных разработке высокоточных централизованных алгоритмов, использующих различные нелинейные модели режима для расчета объема УВ. Например, в [1] решается распределенная задача оптимального потокораспределения. Предлагаемый в работе метод, в том числе, позволяет учитывать любые виды гибких устройств связи (FACTS). Целевая функция распределенной задачи оптимизации призвана снизить отклонения напряжений от номинальных значений, предотвратить токовую перегрузку линий, а также минимизировать потери активной мощности. Предложенная в [1] идея была развита в [2], где рассматривается сходная задача оптимизации. Идентичная проблема решается и в [3]. Централизованные подходы, использующие сложные нелинейные модели, безусловно, важны для дальнейшего развития задачи управления потокораспределением. Однако область их применения, по всей видимости, будет ограничена задачами оперативного и диспетчерского управления. Применительно к задачам противоаварийного управления (ПАУ), недостатками предложенных алгоритмов являются относительно низкое быстродействие и надежность, что связано со сложностью используемых нелинейных моделей, а также с необходимостью сбора и анализа большого объема данных.

Перейдем к анализу упрощенных линейных централизованных алгоритмов. Целесообразно выделить два основных подхода: 1. *линеаризация угловых характеристик;* 2. *линеаризация с использованием коэффициентов влияния.*

*Метод линеаризации угловых характеристик* основан на замене угловой характеристики каждой ветви прямой линией. В этом случае нелинейная характеристика передаваемой по линии мощности  $P_{ij} = P_{ij\max} \cdot \sin(\delta_{ij})$  заменяется линеаризованной:  $P_{ij} = k \cdot \delta_{ij}$ , где  $k$  – коэффициент пропорциональности, определяющий линейную зависимость между передаваемой мощностью ( $P_{ij}$ ) и разностью углов по связи ( $\delta_{ij}$ ).

Метод линеаризации угловых характеристик использовался при создании централизованных комплексов противоаварийного управления для защиты сети 500 кВ ОЭС Урала и межсистемных связей «Урал – Средняя Волга» и «Урал – Казахстан» [4 - 5]. Исследования [6] показали, что погрешность, вносимая линеаризацией угловых характеристик, является допустимой для решения задачи координации перетоков мощности. Предложенные в [4 - 6] алгоритмы были использованы для координации перетоков активной мощности по межсистемным и ключевым внутрисистемным связям. Они имеют ряд особенностей, которые не позволяют использовать их без дополнительных модификаций в качестве алгоритмов для распределительных систем. Более подходящий для этих целей алгоритм приведен в [7]. Основным недостатком алгоритмов с линеаризацией угловых характеристик является сложность задания исходного приближения для решения задачи оптимизации. В частности, выбор УВ для [7] требует знания углов напряжений всех узлов в контролируемой подсистеме. Источником получения данной информации может являться, например, процедура оценки состояния. Таким образом, надежность функционирования алгоритма будет существенно зависеть от надежности функционирования системы оценивания состояния.

Другим классом алгоритмов, использующих линейную постановку задачи оптимизации для выбора УВ в виде отключения нагрузки, являются *алгоритмы, использующие информацию о коэффициентах влияния.* В общем случае, под коэффициентом влияния подразумевается отношение изменения двух каких-либо параметров режима ЭЭС. В случае контроля загрузки связей, можно определить два вида коэффициентов влияния [8], которые слабо зависят от режима энергосистемы и остаются практически неизменными для заданной топологии:

1. Коэффициент, определяющий влияние отключения нагрузки в узле  $i$  на изменение перетока по связи  $j$ :

$$k_{ij} = \frac{\Delta P_{line j}}{\Delta P_{load i}} \quad (1)$$

где  $\Delta P_{line j}$  - изменение перетока по  $j$ -ой связи и соответствующее ему изменение нагрузки  $\Delta P_{load i}$  в  $i$ -ом узле.

2. Коэффициент, определяющий влияние отключения связи  $m$  на изменение перетока по связи  $j$ :

$$p_{mj} = \frac{\Delta P_{line j}}{\Delta P_{line m}} \quad (2)$$

где  $\Delta P_{line j}$  - изменение перетока по  $j$ -ой связи и соответствующее ему изменение перетока по  $m$ -ой связи  $\Delta P_{line m}$ .

С учетом (1) и (2), в случае отключения  $m$ -ой связи с одновременным изменением нагрузки в  $i$ -ом узле послеаварийный переток мощности по  $j$ -ой связи может быть вычислен как:

$$P_j^{current} = P_j^0 + k_{ij} \cdot \Delta P_{load i} + p_{mj} \cdot P_m^0 \quad (3)$$

где  $P_j^0$  и  $P_m^0$  - соответственно доаварийные перетоки мощности по  $j$ -ой и  $m$ -ой связям;  $P_j^{current}$  - послеаварийный переток мощности по  $j$ -ой связи;  $\Delta P_{load i}$  - изменение нагрузки в  $i$ -ом узле.

Выражения типа (3) были использованы при разработке алгоритмов функционирования комплексов автоматики ОЭС Урала [8]. С их помощью был реализован быстродействующий алгоритм вычисления перетоков в контролируемых сечениях для послеаварийного режима. Обладая рядом специфических особенностей, данный алгоритм без внесения соответствующих модификаций не применим для реализации в распределительных системах.

Другой метод контроля загрузки связей, также основанный на линеаризации с использованием коэффициентов влияния, был предложен в [9]. Здесь для оптимизации перетоков мощности используются заранее рассчитанные коэффициенты (1). В этом случае не выполняется мониторинг отдельных сечений, а решается общая задача оптимизации для защищаемой системы. Линейная постановка задачи позволяет быстро находить решение. В качестве недостатков описанного в [9] алгоритма, можно указать на некоторые неточности при моделировании установившегося режима (УР). В частности, рассчитывая коэффициенты влияния, авторы используют классический подход к анализу установившихся режимов (УР), связанный с включением в схему одного балансирующего узла (БУ). Введение в схему одного БУ соответствует представлению о наличии в энергосистеме одного центра генерации, который отвечает за покрытие всех возникающих небалансов по активной мощности. В большинстве случаев БУ соответствует узлу генерации, который отвечает за вторичное регулирование частоты и активной мощности. Однако, в первый момент времени, после изменения топологии и/или реализации ОН в подсистеме, мощность между генерирующими источниками будет распределяться в соответствии с законами первичного, а не вторичного регулирования частоты и активной мощности. Данный факт должен быть учтен при анализе коэффициентов влияния. В качестве другого недостатка работы [9] можно отметить необходимость получения послеаварийной информации о перетоках активной мощности. В рамках существующей идеологии построения информационных систем для обеспечения устойчивости, по каналам передачи аварийных сигналов и команд (каналы УПАСК) с высокой скоростью передаются, как правило, только лишь дискретные сигналы о состоянии связей. В связи с этим, необходимость получения послеаварийной информации существенно увеличит время выработки УВ.

В работе представлен интеллектуальный алгоритм ОН потребителей с целью ликвидации перегрузки в распределительных сетях со сложной структурой. Алгоритм обладает высоким уровнем адаптивности и отказоустойчивости и, по мнению авторов, может быть использован для повышения надежности функционирования автоматик, отвечающих за ликвидацию перегрузок.

### 3 ФОРМИРОВАНИЕ АЛГОРИТМА ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Предлагаемый алгоритм может быть реализован в отдельном районе ПАУ, в котором определяющими являются устойчивость узлов нагрузки и токовая перегрузка связей – энергосистемы мегаполисов и крупных промышленных центров. Данное требование полностью согласуется с существующей структурой АПНУ ЕЭС России, где отдельные районы ПАУ защищаются различными локальными комплексами АПНУ (ЛАПНУ), которые могут работать как изолированно (алгоритм 2-ДО), так и под управлением централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА (алгоритм 1-ДО)). Предлагаемый алгоритм обеспечивает следующий набор возможностей:

1. *Возможность учета распределенной генерации*, объем которой, в перспективе, должен существенно возрасти.
2. *Обеспечение оптимального баланса между сложностью и простотой реализации*. С одной стороны, алгоритм обладает достаточной сложностью, которая позволяет реализовывать УВ с приемлемой для практики точностью. С другой стороны, алгоритм обладает достаточной простотой, обеспечивая тем самым необходимую скорость реализации УВ.
3. *Алгоритм обладает высоким уровнем отказоустойчивости*. Он в состоянии реализовывать оптимальные УВ в случае потери некритического объема информации о состоянии системы. В противном случае, алгоритм реализует избыточные УВ, либо передает управление оператору ЭЭС.
4. *Высокий уровень самодиагностики*. Данная возможность напрямую связана с максимальной упрощением реализации.

*Учет распределенной генерации*. Для ЭЭС со сложной структурой важно учитывать динамические свойства распределенной генерации. В частности, необходимо учитывать перераспределение активной мощности между генераторами, которое происходит после отключения нагрузки. Для учета динамических свойств распределенной генерации предлагается использовать модель с распределенным балансирующим узлом [10], для которой баланс активной мощности может быть записан как:

$$\sum_{i=1}^{NG} (1 + K_G \sigma_i) P_{Gi} - \sum_{i=1}^{NL} P_{Li} - P_{LOSS} = 0 \quad (4)$$

где  $NG$  и  $NL$  – соответственно, общее количество узлов генерации и нагрузки в системе;  $K_G$  - алгебраическая переменная, отвечающая за баланс мощности в системе;  $\sigma_i$  - коэффициенты участия генераторов в покрытии небаланса активной мощности;  $P_{Gi}$  и  $P_{Li}$  - соответственно, генерация и нагрузка  $i$ -го узла;  $P_{LOSS}$  - суммарные потери в системе. Очевидно, что в случае использования классической модели УР с одним балансирующим узлом, коэффициенты  $\sigma_i$  всех генераторных узлов, за исключением базисного, будут равны нулю.

*Для реализации предлагаемого алгоритма* защищаемая энергосистема предварительно должна быть разбита на совокупность подсистем с минимальной взаимной связностью. Из полученного множества подсистем должны быть сформированы контролируемые подсистемы (районы ПАУ), т.е. подсистемы, внутри которых имеются технические возможности для создания информационной структуры управления нагрузкой и реализации информационного взаимодействия между устройствами (агентами), совокупность которых участвует в работе автоматики.

Для каждого района ПАУ (контролируемой подсистемы) должна быть сформирована своя база коэффициентов влияния (1)-(2). Внутри каждого района ПАУ выбирается один координирующий агент (устройство), который возьмет на себя роль координации УВ внутри подсистемы. В случае отказа координирующего агента, функция координации автоматически передается другому, заранее определенному агенту внутри подсистемы.

#### 3.1 АЛГОРИТМ РАБОТЫ КОРРЕКТИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Блок-схема алгоритма работы координирующего устройства (агента) представлена на рисунке 1. В блоке 8 с определенной цикличностью выполняется расчет коэффициентов влияния (1)-(2) для текущей режимной ситуации. Несмотря на то, что коэффициенты (1)-(2)

слабо зависят от режима, реализация блока 8 все-таки является предпочтительной, так как позволит вычислять УВ с большей точностью. На цикл расчетов в блоке 8 не накладываются какие-либо строгие временные ограничения.

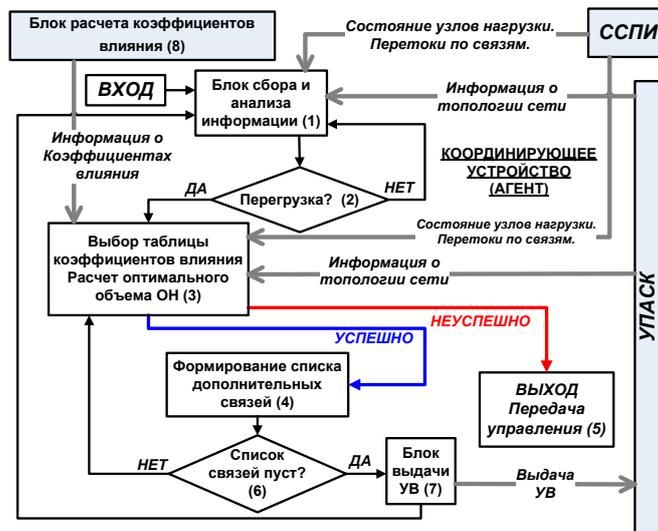


Рис.1: Блок-схема алгоритма координирующего устройства (агента)

В блоках 1 и 2 циклически анализируется текущая нагрузка связей контролируемой подсистемы. Перегрузка фиксируется в двух случаях:

1. При неизменной топологии блок 1 получает по каналам системы сбора и передачи информации (ССПИ) текущую телеинформацию о перетоках и сравнивает значения текущих и максимально допустимых перетоков. В случае превышения фиксируется перегрузка одной или более связей.
2. По факту изменения топологии сети (сигналы фиксации отключения линий (ФОЛ) и трансформаторов (ФОТ) УПАСК) блок 1 вычисляет послеаварийные перетоки мощности с использованием коэффициентов влияния (2) в соответствии с выражением (3). Полученные значения сравниваются с величиной максимально допустимых перетоков. В случае превышения фиксируется перегрузка одной или более связей.

По факту получения сообщения о перегрузке одной или более связей (блок 2), управление передается в блок 3. На первом цикле прохождения алгоритма во множество анализируемых связей  $N$  включаются лишь перегруженные связи, текущий переток мощности по которым был получен внутри сообщения о перегрузке, либо был вычислен на основании выражения (3). Внутри блока 3 от УПАСК передается информация о текущей топологии контролируемой подсистемы, на основании которой выполняется выбор таблицы коэффициентов влияния. После этого производится расчет оптимального объема УВ с использованием следующей процедуры оптимизации:

$$\min \sum_{i \in B} C_i \Delta P_{load i}$$

$$P_j^{\max} - P_j^{\text{current}} + \sum_{i \in B} k_{ij} \Delta P_{load i} \geq 0, j \in N \quad (5)$$

$$0 \leq \Delta P_{load i} \leq P_{load i}^{\text{current}}, i \in B$$

где  $B$  - множество узлов нагрузки, участвующих в работе автоматики;  $N$ - множество анализируемых связей;  $\Delta P_{load i}$  - объем отключения  $i$  - ой нагрузки;  $C_i$  - весовой коэффициент, определяющий приоритет отключаемой нагрузки<sup>2</sup>;  $P_j^{\max}$  и  $P_j^{\text{current}}$  -

<sup>2</sup> В первую очередь от действия автоматики будет отключаться нагрузка с меньшим значением весового коэффициента  $C_i$ , т.е. нагрузка с меньшим приоритетом.

максимально допустимый и текущий переток мощности по  $j$ -ой связи,  $j \in N$ ;  $k_{ij}$  - коэффициент влияния изменения  $i$ -ой нагрузки на переток по  $j$ -ой связи;  $P_{load\ i}^{current}$  - текущее значение величины  $i$ -ой нагрузки.

Реализация процедуры в блоке 3 считается неуспешной, если:

1. Не удалось получить необходимую информацию о топологии и / или перетоках мощности. Если координирующий агент не получил информацию о текущем состоянии некоторых связей, он выполняет серию расчетов для всевозможных сочетаний включения/отключения данных связей и сравнивает полученные результаты. Расчет считается успешным, если максимальная разница между различными решениями меньше некоторой заданной величины. Также текущая топология может быть идентифицирована исходя из телеинформации, которая поступает в блок 3. Сравнивая текущие и рассчитанные с помощью выражения (3) послеаварийные перетоки, можно в ряде случаев идентифицировать недостающую информацию о топологии.
2. Не было найдено решения оптимизационной задачи (5).

Если работа блока 3 не была завершена успешно, выполнение алгоритма завершается, и управление передается другим устройствам ПАУ (например, локальной автоматике АОПО, которая будет действовать с большей выдержкой времени), и/или оперативному персоналу (блок 5). Иначе, формируется список связей, которые подлежат дополнительной проверке (блок 4), с этой целью выполняется следующий расчет:

$$\Delta P_{LINE} = K \cdot \Delta P_{LOAD} \quad (6)$$

где  $\Delta P_{LINE}$  - матрица приращений перетоков активной мощности по связям контролируемой подсистемы;  $K$  - матрица коэффициентов влияния (блок 3);  $\Delta P_{LOAD}$  - матрица УВ, полученная при решении оптимизационной задачи (5).

Связь добавляется в список, если переток по ней становится больше некоторой заранее заданной величины и если данная связь до этого не входила во множество анализируемых связей  $N$ . Если сформированный таким образом список дополнительных связей окажется пуст (блок 6), агент реализует рассчитанный объем УВ (блок 7). Иначе, множество  $N$  дополняется связями из сформированного списка (блок 4), и управление вновь передается в блок 3. При повторном прохождении алгоритма в блоке 3 может дополнительно запрашиваться информация о текущих перетоках активной мощности по связям, список которых был сформирован в блоке 4 при предыдущем прохождении алгоритма. Данная информация также может быть получена с использованием выражения (3). Предложенный алгоритм координирующего агента использует лишь минимально необходимый объем данных, при этом он пытается сохранить работоспособность при потере измерений.

### 3.2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РАСЧЁТЫ

28 узловая тестовая схема приведенная на рисунке 2, включает две 14 узловые IEEE схемы, объединенные на стороне низкого напряжения тремя линиями.

В исходном режиме переток мощности величиной порядка 15 МВт был направлен из Подсистемы А в Подсистему Б.

Цели анализа:

1. Демонстрация работы алгоритма на примере сложносвязной системы. Для этого все связи тестовой схемы были нормально включены.
2. Проверка работоспособности алгоритма при сильном искажении исходного режима (искажении коэффициентов влияния). Для этого исследования проводились в сети низкого напряжения 13.8 кВ, для которой характерно относительно высокое отношение R/X линий.

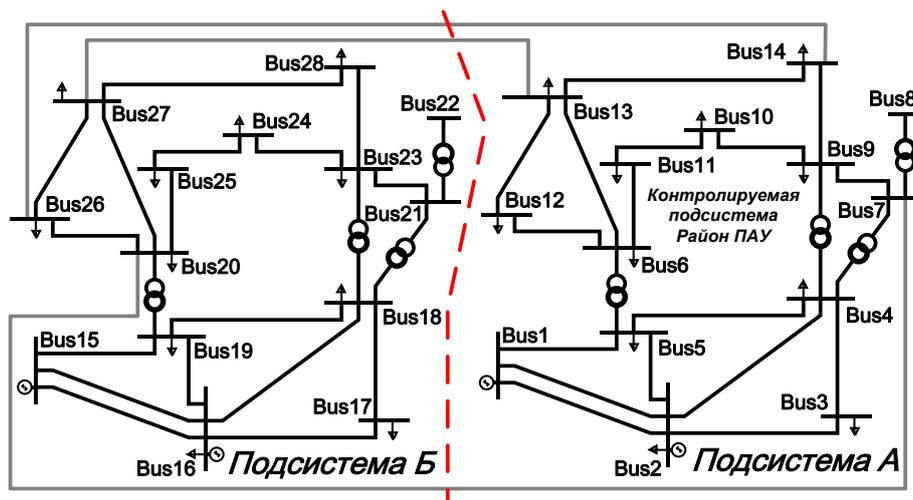


Рис.2: Тестовая схема

Весь объем УВ в виде ОН был расположен в Подсистеме А, т.е. границы контролируемой подсистемы (района ПАУ) совпадали с границами Подсистемы А.

Рассмотрим отключение связи 2-5 в контролируемой Подсистеме А при различных схемно-режимных условиях:

1. **Сценарий №1. Неконтролируемая Подсистема Б:** полная схема сети. **Контролируемая Подсистема А:** весовые коэффициенты  $C_i$ , определяющие приоритет отключаемой нагрузки, равны между собой.
2. **Сценарий №2. Неконтролируемая Подсистема Б:** полная схема сети. **Контролируемая Подсистема А:** высокое значение коэффициентов  $C_i$  в узлах нагрузки 12, 13 и 14.
3. **Сценарий №3. Неконтролируемая Подсистема Б:** отключены связи 20-25, 23-28, 26-27, 15-19. **Контролируемая Подсистема А:** весовые коэффициенты  $C_i$ , определяющие приоритет отключаемой нагрузки, равны между собой.
4. **Сценарий №4. Неконтролируемая Подсистема Б:** потеря большого объема генерации. **Контролируемая Подсистема А:** весовые коэффициенты  $C_i$ , определяющие приоритет отключаемой нагрузки, равны между собой.

Еще раз особо отметим, что все расчеты выполнялись с использованием одного набора коэффициентов влияния (коэффициентов базового режима). Результаты анализа приведены в таблице 1.

Табл. 1: Результаты анализа возмущений на тестовой схеме.

№	$P_{0max}$ , МВт	$\Delta P_{он}$ , МВт	$P_{сеч}$ , МВт	$\Sigma C_{он}$	$N$	$\Delta P1$ , %	$\Delta P2$ , МВт	$M$
1	36.3	112.3	14.97	112.3	2	0.29%	2.09	4 из 24
2	36.3	116.19	14.97	438.7	3	0.24%	2.33	8 из 24
3	40.35	125.27	14.97	125.27	2	0.25%	2.36	4 из 24
4	50.39	157.58	<b>40.84</b>	157.58	2	1%	6.53	6 из 24

$P_{0max}$  – максимальная начальная перегрузка;  $\Delta P_{он}$  – общий объем ОН;  $P_{сеч}$  – начальный переток в сечении А-Б;  $\Sigma C_{он}$  – сумма весовых коэффициентов  $C_i$  отключенной нагрузки;  $N$  – число итераций;  $\Delta P1$  – максимальное рассогласование перетока в нелинейной и линеаризованной моделях;  $\Delta P2$  – максимальная остаточная перегрузка после ОН;  $M$  – количество анализируемых связей.

#### 4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный алгоритм позволяет минимизировать объем необходимой информации для вычисления объема УВ, за счет чего обеспечивается высокий уровень его отказоустойчивости.

- Для сценариев 1 и 3 количество анализируемых связей равно 4. Изменение схемно-режимной ситуации в неконтролируемой подсистеме Б в широких пределах оказывает слабое влияние на работу автоматики в подсистеме А, что также свидетельствует об эффективности алгоритма.

- В сценарии 2 потребовалась информация о текущих перетоках активной мощности по 8 связям. Все расчеты выполнялись с использованием одного набора коэффициентов влияния базового режима.
- В сценарии 4 отключение генерации в подсистеме Б вызвало существенный рост перетоков активной мощности и потерь в сети низкого напряжения, но также не привело к неприемлемым ошибкам при вычислении объема УВ.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Glanzmann G., Andersson G. FACTS control for large power systems incorporating security aspects // Proc. X SEPOPE - Florianopolis, Brazil, 2006.
- [2] Hug-Glanzmann G., Andersson G. Decentralized Optimal Power Flow Control for Overlapping Areas in Power Systems - IEEE Trans. Power Syst., 2009, Vol. 24, No. 1, pp. 327–336.
- [3] Makeechev V.A., Mishuk S.E., Soukhanov O.A. Distributed System for Dispatching of Generation in Large-Scale Electrical Power Systems. // Proceedings of Power Tech 2009 Conference Bucharest, Romania, 2009. 28 June – 2 July.
- [4] Алгоритм противоаварийного управления для объединенной энергосистемы Урала / Л.А. Кошечев, Ю.Д. Садовский, Т.В. Васькова // Тезисы докладов 2-го Всесоюзного научно-технического совещания работников служб электрических режимов ОДУ и энергосистем. Фрунзе. 1976. С. 97-100.
- [5] Кошечев Л.А., Садовский Ю.Д. Алгоритм дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики сложных энергосистем // Электрические станции. 1981. №9. С. 53-58.
- [6] Противоаварийное управление и регулирование энергосистем: Сб. научн. Трудов НИИПТ. Л.: Энергоатомиздат, 1982. С. 8-15.
- [7] S. Pahwa, C. Scoglio, S. Das, N. "Schulz Load shedding strategies for preventing cascading failures in power grid" Electrical and Computer Engineering Department Kansas State University Manhattan, KS 66506-5204, USA
- [8] Аюев Б.И. Методы и модели эффективного управления режимами единой электроэнергетической системы России: диссертация доктора технических наук: 05.14.02. – Новосибирск, 2008г.
- [9] Etingov P.; Oudalov A; Voropai N.; Germond A; Cherkaoui R., "Coordinated emergency control of load shedding and FACTS devices," Power Tech, 2005 IEEE Russia , vol., no., pp.1,8, 27-30 June 2005
- [10] Barcelo, W.R.; Lemmon, W.W., "Standardized sensitivity coefficients for power system networks," Power Systems, IEEE Transactions on, vol.3, no.4, pp.1591,1599, Nov 1988.



## С.2.2-6. Идентификация узловых параметров для задач управления режимами электрической сети

МЫШЛЯННИКОВ Д.А., ФИШОВ А.Г., ФРОЛОВ М.Ю.

ФБГОУ ВПО Новосибирский государственный технический университет

Россия

[fishov@ngs.ru](mailto:fishov@ngs.ru)

### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Идентификация, статическая характеристика нагрузки (СХН), регистрограмма переходного процесса, аппроксимация динамической характеристики, пассивный эксперимент, метод наименьших квадратов.

### ВВЕДЕНИЕ

Практика эксплуатации ЭЭС показала, что действительные значения параметров элементов системы, в т.ч. генераторов, нагрузок могут значительно отличаться от используемых в расчетных базах данных. Верификация параметров особенно актуальна для систем малой мощности, распределительных электрических сетей, где мониторингу параметров объективно уделяется значительно меньше внимания. Развитие распределенной генерации и необходимость контроля устойчивости ее параллельной работы повышает требования к достоверности используемых в расчетах параметров. Также следует отметить, что за последние десятилетия заметно усложнилась структура электроэнергетических систем (ЭЭС), увеличилось число дефицитных энергорайонов, их относительная удаленность от избыточных по мощности источников электроэнергии, сократились резервы на электростанциях и в энергосистемах, наряду со старением оборудования электростанций и сетей произошел рост электропотребления. Все сказанное повысило требования к оптимальности управления режимами энергосистем и, в частности, к дозировкам управляющих воздействий (УВ) противоаварийной автоматики.

Недостоверное моделирование статических характеристик нагрузки (СХН) в системах управления режимом ЭЭС отражается в избыточности управляющих воздействий (УВ) противоаварийной автоматики (объемов аварийной разгрузки) устройствами АЧР, АОПН, АОСН, АОПН, т.е. приводит к излишним ограничениям потребителей и снижению надежности ЭЭС.

Распространение в ЭЭС устройств и систем регистрации переходных процессов (РАС, СМНР) создает предпосылки получения достоверных и актуальных параметров элементов ЭЭС по получаемым с подобных устройств данным, их использования при выборе дозировок УВ ПА. При этом получение СХН базируется не на проведении активных экспериментов, а на использовании данных пассивных экспериментов, т.е. автоматических регистрациях изменений режимных параметров в нормальных и возмущенных эксплуатационных режимах ЭЭС.

В работе ставится задача определения достоверных значений параметров генераторов, прежде всего их внутреннего сопротивления, СХН по данным мониторинга эксплуатационных режимов.

## 1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ВНУТРЕННИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМАХ

Классический способ определения внутреннего сопротивления электрической машины состоит в проведении опытов холостого хода и короткого замыкания. В данной работе предлагаются способы определения внутреннего сопротивления в эксплуатационных режимах.

Для этого необходимо создавать некоторые режимные условия, обеспечивающие возможность определения внутреннего сопротивления.

*Способ определения внутреннего сопротивления СМ при ее включении в сеть (1)*

- Перед включением СМ в сеть выводят из работы регулятор возбуждения,
- После синхронизации и включения в сеть нагружают генератор по активной мощности, не изменяя его возбуждение,
- По результатам регистрации параметров в режиме холостого хода и режимах с разной нагрузкой генератора определяют его внутреннее сопротивление.
- Вводят регулятор возбуждения в работу для восстановления полноценной работы генератора.

*Способ определения внутреннего сопротивления СМ при ее работе в сети с кратковременной полной разгрузкой (2)*

- Выводят из работы регулятор возбуждения,
- Кратковременно полностью разгружают СМ по реактивной и активной мощности,
- Нагружают генератор, не изменяя его возбуждение,
- Вводят регулятор возбуждения в работу для восстановления полноценной работы генератора и восстанавливают его желаемую нагрузку.

*Способ определения внутреннего сопротивления СМ при ее работе в сети, изменении загрузки СМ с кратковременным выводом из работы регулятора возбуждения (3)*

- Выводят из работы регулятор возбуждения,
- Создают или фиксируют изменение загрузки СМ по реактивной или активной мощности,
- Вводят регулятор возбуждения в работу для восстановления полноценной работы генератора и восстанавливают его желаемую нагрузку.

*Объяснение работы способов*

Рассмотрим выражение связи  $x_d$  (сопротивления СМ) с ее режимными параметрами:

$$E_q = \sqrt{\left(U + \frac{Qx_d}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_d}{U}\right)^2}, \quad (1)$$

где

$U$  - напряжение на выводах СМ,  $P$  и  $Q$  - активная и реактивная мощность,  $E_q$  - ЭДС [1].

Режимные параметры  $(U, P, Q)$  обычно известны по результатам измерений в каждом из режимов. ЭДС  $E_q$  является внутренним (недоступным для измерения под нагрузкой) параметром, однако, в режиме холостого хода она равна напряжению на выводах СМ. Для измерения и фиксации ЭДС в описанных способах (1,2) создается режим холостого хода, после чего создаются нагрузочные режимы с зафиксированной ЭДС. В результате по способам (1,2) из уравнения 1 можно определить внутреннее сопротивление СМ.

В способе (3) ЭДС СМ остается неизвестной, однако, известно, что она одинакова для нескольких режимов загрузки генератора, что позволяет исключить ее из системы уравнений.

Для примера составим систему из двух одинаковых уравнений, но с параметрами, принадлежащими к различным режимам.

$$\begin{cases} E_{q1} = \sqrt{(U_1 + \frac{Q_1 x_d}{U_1})^2 + (\frac{P_1 x_d}{U_1})^2} \\ E_{q2} = \sqrt{(U_2 + \frac{Q_2 x_d}{U_2})^2 + (\frac{P_2 x_d}{U_2})^2} \end{cases} \quad (2)$$

где  $U_1, P_1, Q_1$  – режимные параметры первого режима, а  $U_2, P_2, Q_2$  – режимные параметры второго режима, а  $E_{q1}$  и  $E_{q2}$  – синхронные ЭДС машины в первом и во втором режиме соответственно.

Приравняв правые части и выразив  $x_d$ , получим:

$$x_{d1,2} = \frac{-(Q_1 - Q_2) \pm \sqrt{(Q_1 - Q_2)^2 - (\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} - \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2})(U_1^2 - U_2^2)}}{(\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} - \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2})} \quad (3)$$

Положительный корень будет являться синхронным индуктивным сопротивлением  $x_d$ .

Простота представленных методов делает их привлекательными для их использования в эксплуатационных условиях.

Предлагаемый метод был проверен и исследован на электродинамической модели кафедры АЭС НГТУ как при работе генератора на ШБМ, так и при изолированной работе генератора на асинхронную нагрузку [4]. В ходе исследований снимались параметры трёх-четырёх режимов для каждого из условий проведения опытов. В таблице 1 представлены значения сопротивлений, вычисленных по выражению (3) при различных сочетаниях режимов. Для повышения достоверности результатов исследовано и рекомендовано использование переопределённой системы уравнений, и её решение методом наименьших квадратов (МНК) [3], результаты которого так же представлены в таблице.

	Сочетания режимов	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4	МНК
Работа на ШБМ	Е1	24,1	19,8	19,3	18,1	19	19,2	19,9
	Е2	18,9	19,8	19,3	20,2	19,9	19,2	19,9
Изоли- рованная работа	49 Гц	22,3	22,6	19,2	23,9	20,8	18,1	21
	50 Гц	17,8	20,7	-	25,7	-	-	21,4
	51 Гц	21,1	20,3	-	18,8	-	-	20,1

Табл. 1: Результаты идентификации внутреннего сопротивления синхронной машины

## 2. ИДЕНТИФИКАЦИЯ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ИЗ РЕГИСТРОГРАММ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЭС

### 2.1. Постановка задачи

Переходный процесс в ЭЭС и, соответственно, в узлах нагрузки при возмущении носит сложный характер в силу проявления динамических свойств практически всех ее элементов, а также работы противоаварийной и технологической автоматик, воздействий оперативного персонала (Рис.1).

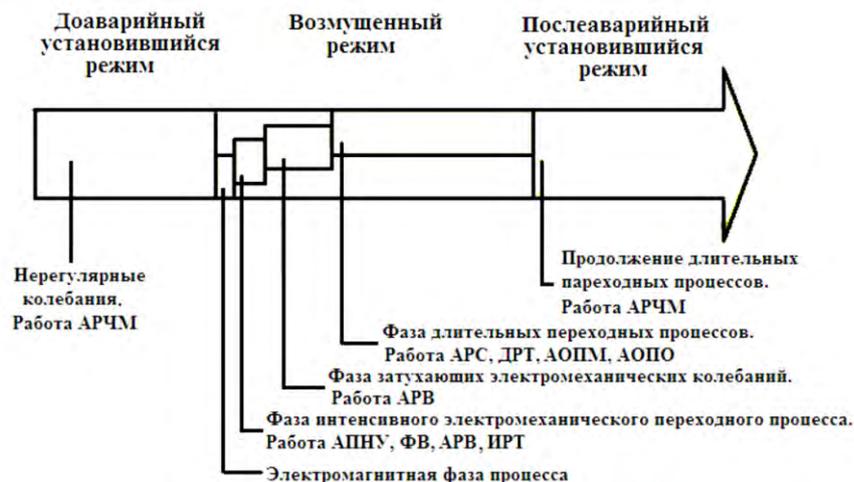


Рис.1. Стадии переходного процесса в энергосистеме при нарушениях нормального режима

Статическими можно считать изменения нагрузки, проявляющиеся в квазиустановившихся и установившихся режимах (нормальных и послеаварийных) [5]. Эти изменения определяются как физическими зависимостями потребляемой активной и реактивной мощностей от частоты и напряжения, так и работой имеющихся в узлах нагрузки или энергорайонах автоматических средств регулирования режима. Соответственно, следует характеризовать нагрузку не одной СХН, а как минимум двумя – СХН для кратковременных послеаварийных и квазиустановившихся режимов, используемых при настройках ПА, и СХН для установившихся режимов, в т.ч. длительных послеаварийных, используемых для настройки технологической автоматики и определения управляющих воздействий оперативным персоналом [6].

В работе ставится задача идентификации СХН по напряжению по результатам осциллографирования изменений режимных параметров узлов нагрузки при возникновении переходных процессов в ЭЭС. Для этого рассматривается несколько возможностей такой идентификации:

- СХН определяется для установившегося режима при обработке записей длительных процессов, как правило, связанных с осуществлением оперативного управления режимом напряжения и частоты, работой АРЧМ.
- СХН определяется для квазиустановившегося режима при обработке записей длительных переходных процессов в ЭЭС при работе АРС, ДРТ, АОПМ, АОПО.
- СХН определяется для квазиустановившегося режима на этапе однородных затухающих электро механических процессов при возникновении импульсных по характеру изменений входной величины (напряжения на шинах нагрузки), например, при отключениях линий, работе АРВ, возникновении удаленных затяжных коротких замыканий.
- Определяются не сами СХН, а коэффициенты их крутизны при фиксации скачкообразных изменений напряжения в сети, как правила, связанных с коммутациями.

Необходимость в множестве ситуаций и моделей идентификации СХН обусловлена желанием иметь наиболее достоверные и актуальные значения в условиях пассивного эксперимента, т.е. при использовании спорадических возникновений условий для получения СХН.

Определение СХН в первых двух случаях при наличии значимых изменений напряжения на шинах нагрузки или частоты в ЭЭС (отделившемся районе) и регистрации изменений нагрузки узла не представляет сложностей [7]. Оно сводится к получению представительных наборов значений параметров и последующей аналитической аппроксимации полученной зависимости, как правило, полиномом второй степени.

Определение СХН в третьем случае является достаточно сложной задачей, т.к. предполагает теоретическую возможность идентификации статической характеристики по ее

динамическому проявлению, требует физического и математического обоснования. Кроме того, специфика условий идентификации состоит в небольшой продолжительности самого импульсного воздействия, например, времени ликвидации затяжного короткого замыкания (до 1с).

Методы идентификации СХН и определения их коэффициентов крутизны по кратковременным динамическим процессам основаны на аппроксимации переходных процессов в узле нагрузки, возникающих при кратковременных спорадических скачках напряжения (например, при к.з.), и прогнозировании по полученным аппроксимирующим функциям их завершения (установившегося режима).

В общем случае переходный процесс имеет свободные (колебательные и аperiodические затухающие составляющие) и вынужденную составляющую. Вынужденную составляющую можно рассматривать как статическую характеристику процесса, а свободные – динамическую. Таким образом, переходный процесс изменения нагрузки также можно представить совокупностью компонент: затухающими колебательными и аperiodическими составляющими и полиномиальной вынужденной. Если из аппроксимирующих функций переходного процесса изменения напряжения и мощности в узле нагрузки убрать свободные составляющие, то по остатку можно определить, как сами СХН, так и коэффициенты их крутизны:

$$K_U^P = \frac{\Delta P_H}{\Delta U_H} \quad (4)$$

$$K_U^Q = \frac{\Delta Q_H}{\Delta U_H}, \quad (5)$$

где  $K_U^P$  и  $K_U^Q$  – значения коэффициентов крутизны статических характеристик нагрузки;  $\Delta U_H$ ,  $\Delta P_H$ ,  $\Delta Q_H$  – изменения активной и реактивной мощности нагрузки.

Алгоритм определения СХН или коэффициентов их крутизны сводится к следующему:

1. В возмущенных эксплуатационных режимах энергосистемы со скачками напряжения регистрируются возникающие в узле нагрузки переходные процессы;
2. В переходном процессе выбираются интервалы однородности;
3. На интервале однородности производится аппроксимация переходного процесса с подбором аппроксимирующей функции и определением ее параметров методом наименьших квадратов (МНК);
4. Из полученной аппроксимации выделяются вынужденные составляющие;
5. Рассчитываются СХН или коэффициенты крутизны по формулам (4,5).

## 2.2. Проверка работоспособности метода

Исследования проводились для узла комплексной нагрузки при вариации его состава (Рис.2) на физической модели НГТУ, а также в MATLAB/Simulink [8].

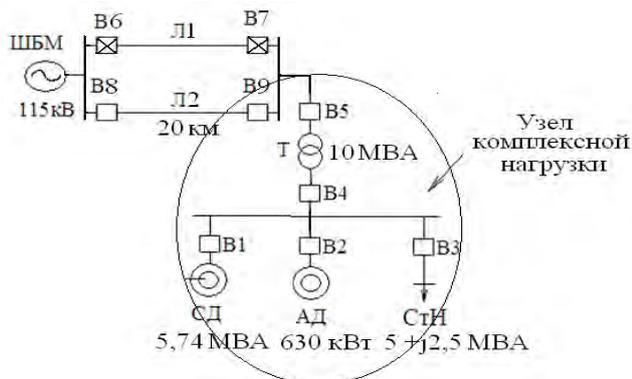


Рис.2: Схема электрической сети с узлом комплексной нагрузки

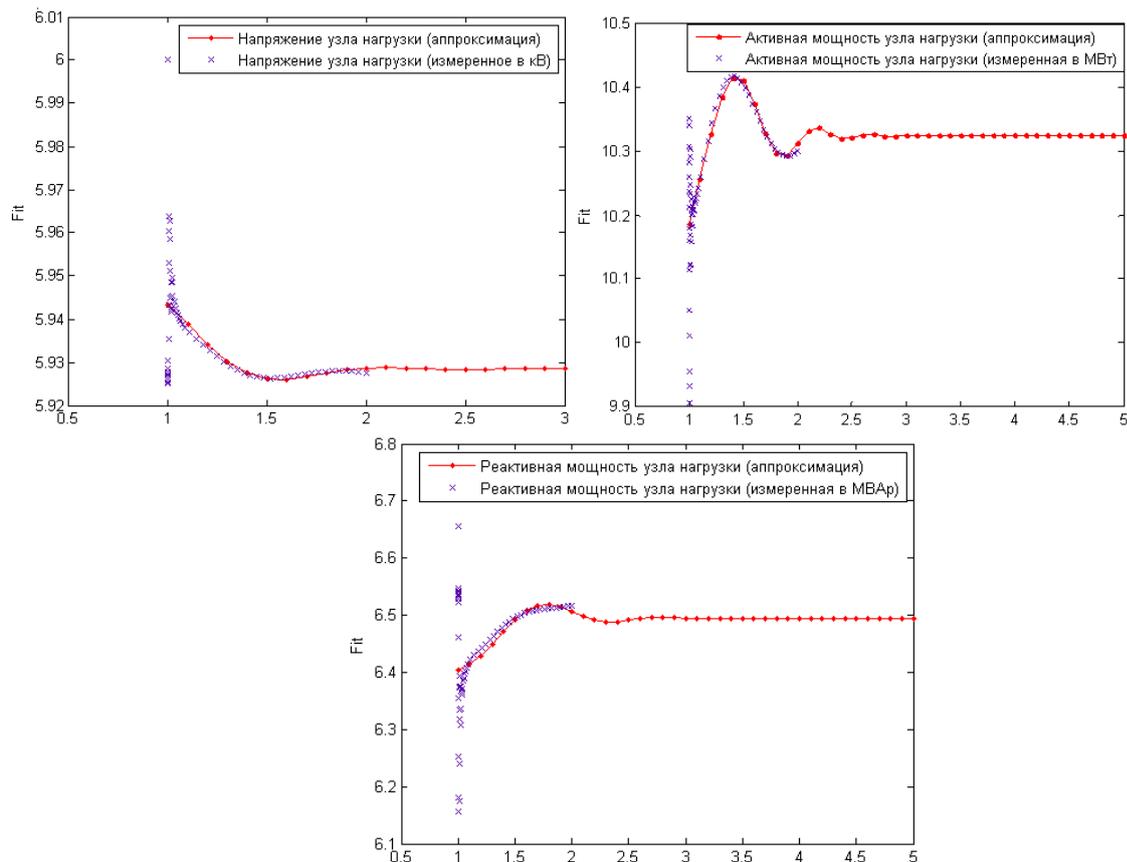


Рис.2: Изменение напряжения, активной и реактивной мощностей в узле нагрузки с их аппроксимациями при отключении одной из параллельных питающих линий (Рис.2)

Сравнение конечных значений точек СХН, полученных по результатам аппроксимации однородного процесса и его прогнозирования						Коэффициенты крутизны СХН узла	
U <sub>н</sub> нач, кВ	U <sub>н</sub> уст, кВ	P <sub>н</sub> нач, МВт	P <sub>н</sub> уст, МВт	Q <sub>н</sub> нач, МВАр	Q <sub>н</sub> уст, МВАр	$K_U^P$ , МВт/кВ	$K_U^Q$ , МВАр/кВ
6,00	5,93	10,45	10,32	6,66	6,49	1,68	2,31
	5,93		10,30		6,52		

Табл. 2: Значения коэффициентов крутизны СХН узла нагрузки

Как видно из табл.2 значения точек СХН узла, полученных путем аппроксимации поведения нагрузки на коротком интервале времени и путем прогнозирования на длительном интервале времени однородных переходных процессов близки друг другу.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Идентификация внутренних сопротивлений, включаемых в сеть синхронных машин, возможна по регистрограммам эксплуатационных режимов.
2. Переходные процессы в ЭЭС могут служить основой идентификации СХН нагрузки как для квазиустановившихся, так и для установившихся режимов.
3. Аппроксимация переходных процессов позволяет разделить его составляющие на свободные и вынужденные, а по вынужденным составляющим определять СХН и их параметры.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Куликов Ю. А. Переходные процессы в электрических системах. Учебное пособие.- Изд 2-е испр. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 284 с.
- [2] ГОСТ 10169 Машины электрические трёхфазные синхронные методы испытаний. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам. 1984. – 85 с.
- [3] Дилигенская А. Н. Идентификация объектов управления. – Самара: СГТУ, 2009. – 36 с.
- [4] Фролов М. Ю. Идентификация параметров синхронных машин в эксплуатационных режимах. // Наука. Технологии. Инновации. Материалы всероссийской научной конференции молодых учёных в 11 ч. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – Часть 5. -166 с.
- [5] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей. – М.:ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.
- [6] Горбунова Л.М., Портной М.Г., Рабинович Р.С. Экспериментальные исследования режимов энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 448 с.
- [7] Хрущев Ю.В. и др. Методика идентификации статических характеристик нагрузки по результатам активного эксперимента. – Томск: Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике, 2014. Т. 325. № 4, 164–175 с.
- [8] Мышлянников Д.А., Фишов А.Г. Использование спорадических нарушений режима электрической сети для определения крутизны статических характеристик узлов нагрузок //Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2014. № 3. С. 176-180