

ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ГАЗОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ КОМБИНИРОВАННОГО ЦИКЛА НА АЛЧЕВСКОМ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОМ КОМБИНАТЕ

В.Н.Авраменко, докт.техн.наук, **Т.М.Гуреева**,
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина.

Объект исследования – электростанция с парогазовым циклом, использующая в качестве топливного газа газотурбинной установки отходящие газы металлургического производства. Предмет исследования – динамическая устойчивость блоков №1 и №2 мощностью 151.5 МВт каждая, которые выдают мощность в электрическую сеть 110 кВ. При нормативных возмущениях (3-х фазные КЗ на линиях 110 кВ с отказом выключателя) устойчивость генераторов станции сохраняется (в некоторых случаях – после кратковременного асинхронного режима), для генераторов электростанций Донбасской энергосистемы при всех возмущениях сохраняется синхронная работа с качаниями. Библ. 3, табл. 2, рис. 4.

Ключевые слова: газотурбинная электростанция, парогазовый цикл, доменный газ, сеть 110 кВ, динамическая устойчивость.

В последние годы внимание исследователей привлекают проблемы так называемой «распределенной генерации» [2]. Пока что даже само это понятие не имеет однозначной, устоявшейся трактовки: его связывают и с небольшой мощностью источников электроэнергии, и с отсутствием централизованного управления, и с близостью к потребителям. В этих условиях строящуюся в г.Алчевске (Луганская область) газотурбинную станцию комбинированного цикла (ГТС КЦ) можно считать примером распределенной генерации. Эта станция имеет сравнительно большую мощность генераторов (проектная мощность станции – 3 блока по 151.5 МВт), которая выдается в сеть 110 кВ. Такое сочетание мощности станции и напряжения сети создает проблемы в обеспечении ее динамической устойчивости при совместной работе с Донбасской электроэнергетической системой (ЭЭС) НЭК «Укрэнерго» при возмущениях, предусмотренных нормативным документом [3], исследование которой является целью настоящей публикации.

Общая характеристика станции. Строительство станции осуществляет ЗАО «Экоэнергия», г.Алчевск. Станция запроектирована по схеме парогазовой установки, предназначена для снабжения электроэнергией производственных объектов Алчевского металлургического комбината (АМК) и рассчитана для параллельной работы с энергосистемой. В состав тепловой схемы в качестве основного оборудования энергоблока 151.5 МВт входят: газовая турбина типа M701S мощностью 89.7 МВт (фирма «Mitsubishi», Япония), паровая турбина мощностью 61.8 МВт (фирма «Mitsubishi», Япония), генератор номинальной мощностью 151.5 МВт (фирма «Melko», Япония), паровой барабанный котел-утилизатор разработки фирмы NOOTER/ERIKSEN (США) и компрессор топливного газа, соединенный с валом паровой турбины через повышающий редуктор.

В качестве топливного газа в камере сгорания газотурбинной установки (ГТУ) используется смесь доменного, конверторного и коксового газа с теплотворной способностью смеси 1050 ккал/нм³ и расходом 276700 нм³/ч. После сжатия в компрессоре топливного газа под давлением 1.6 МПа и нагрева приблизительно до 450°C топливный газ поступает в камеру сгорания ГТУ.

Газотурбинная установка типа M701S состоит из следующих элементов: воздушного компрессора, кольцевой камеры сгорания и собственно газовой турбины.

Воздушный компрессор состоит из воздухозаборного устройства и 19 ступеней сжатия с общей степенью сжатия воздуха – 12. На выходе из компрессора сжатый воздух поступает в кольцевой объем камеры сгорания между компрессором и собственно газовой турбиной. Температура газов, поступающих на первую ступень ГТУ, составляет 1250°C.

Газовая турбина состоит из 4-х ступеней расширения, пройдя которые, газы с температурой 577°C поступают в котел-утилизатор для более глубокой утилизации тепла газов и получения пара высокого и низкого давления. Котел-утилизатор является барабанным парогенератором с естественной циркуляцией и двумя независимыми контурами испарения и перегрева пара. Поверхности нагрева котла расположены в горизонтальном газоходе выхлопных газов ГТУ.

Паровая турбина одноцилиндровая, однопоточная с конденсатором со смешанным конденсированием работает в режиме скользящего давления в диапазоне нагрузок 50–100 $N_{\text{ном}}$ с полностью открытыми регулирующими клапанами высокого и низкого давления. При снижении давления пара ВД на входе в паровую турбину от номинального значения 7.71 МПа до 3.8 МПа и пара НД от 0.79 МПа до 0.39 МПа (по условию работы котла-утилизатора) паровая турбина переводится в режим работы с постоянным давлением.

Паровая турбина, кроме своей основной функции, также выполняет роль стартера во время пуска газотурбинной установки. Для первоначального запуска паровой турбины используется вспомогательный пар из котлов ТЭЦ АМК. Для пусковых операций предусматривается пуско-резервная редукционно-охладительная установка СН2.0/0.6-15 с расходом 15 т/ч.

Выдача мощности станции осуществляется с главного распределительного устройства 110 кВ станции (2 системы шин, 2 секции), которое четырьмя кабельными линиями 110 кВ длиной 0.5 км каждая присоединяется врезкой в воздушные линии 110 кВ к ближайшим подстанциям 110 кВ, от которых осуществляется питание Алчевского металлургического комбината.

В 2011 году планируется ввод в эксплуатацию энергоблока №1 (первый этап строительства), а в 2012 г. – дополнительно энергоблока №2 (второй этап).

Исходные условия для расчетов устойчивости. По заказу ЗАО «Экоэнергия» в Институте электродинамики НАН Украины были выполнены расчеты динамической устойчивости ГТС КЦ в г.Алчевске. На основе информации о режиме зимнего максимума 2010 г., полученной от Донбасской ЭЭС НЭК «Укрэнерго», была сформирована расчетная схема, которая имеет 653 узла, 76 генераторов (блоки, электростанции) и включает значительные районы ОЭС Украины и Единой энергосистемы России. В расчетную схему был включен фрагмент, представляющий ГТС двумя генераторами (энергоблоки №1 и №2 в узлах электрической схемы 801 и 802).

Параметры генераторов ГТС:

$P_{\text{ном}}=151.5$ МВт, $U_{\text{ном}}=15.75$ кВ, $\cos\varphi=0.85$, $T_J=9.677$ с,
 $x_d=1.87$ о.е., $x_q=1.83$ о.е., $x'_d=0.151$ о.е., $T_{d0}=11.19$ с,
 $x_d''=0.113$ о.е., $x_s=0.0938$ о.е., $T_{d0}'=0.19$ с, $T_{d0}''=0.035$ с.

В соответствии с требованиями Руководящих указаний «Устойчивость энергосистем» (ГКД 34.20.575-2002) [3] в расчетах динамической устойчивости, которые выполнялись с помощью программного комплекса АВР-74/06 разработки Института электродинамики НАН Украины [1], для энергоблоков ГТС использовались упрощенные уравнения Парка-Горева с учетом демпферных контуров синхронных генераторов и АРВ по характеристикам тиристорного самовозбуждения, представленным Заказчиком. Остальные станции были представлены неизменными переходными электродвижущими силами за переходным сопротивлением.

Параметры АРВ генераторов ГТС, использованные в расчетах:

- максимальное (форсированное) значение напряжения возбуждения
(в масштабе ЭДС) $U_{\text{fmax}}=5.2U_{\text{ном}}=1.825E_{\text{qном}}$,
- напряжение ввода форсировки возбуждения 0.8 о.е.,
- напряжение снятия форсировки возбуждения 1.02 о.е.,
- запаздывание ввода форсировки возбуждения 0.02 с,
- постоянная времени нарастания напряжения возбуждения 0.02 с.

Для автоматического регулятора частоты вращения (АРЧВ) агрегатов ГТС было учтено, что это станция комбинированного цикла и регулирование частоты вращения осуществляется только газовой турбиной, вырабатывающей 60% мощности энергоблока, а мощность паровой турбины за котлом-утилизатором и пароперегревателем остается неизменной при процессах, определяющих динамическую устойчивость станции. Таким образом, полная мощность, приложенная к валу ротора генератора, при линейной аппроксимации, представленной Заказчиком, зависимости мощности газовой турбины от открытия регулирующих клапанов, определяется в расчете переходного процесса так:

$$P_1=(0.34 + 0.66\mu)P_{\text{ном}},$$

где μ – открытие регулирующих клапанов газовой турбины в относительных единицах.

Параметры АРЧВ, использованные в расчетах:

- статизм регулирования скорости 0.04,

- постоянная времени серводвигателя 1.1 с,
- зона нечувствительности 0.0025,
- максимальное открытие регулирующих клапанов 1.0,
- минимальное открытие регулирующих клапанов 0.05,
- коэффициент механического демпфирования колебаний скорости вращения турбины 0.10 о.е.

Поскольку связь ГТС с системой выполнена линиями 110 кВ, в качестве расчетного возмущения принималось трехфазное КЗ с отказом выключателя и работой устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ), параметры которых для различных заданных узлов были представлены службой РЗА Донбасской ЭС. Расчеты выполнялись для двух этапов строительства станции: первый – ввод в эксплуатацию энергоблока №1, второй – ввод в эксплуатацию двух блоков станции.

Результаты расчетов для первого этапа ввода станции в эксплуатацию. На первом этапе действующие электрические присоединения сосредоточены на первой секции главного распредустройства (ГРУ) 110 кВ ГТС. Секционные выключатели СВ-1 и СВ-2 отключены, шиносоединительный выключатель ШСВ-1, соединяющий первую и вторую системы шин, включен. К первой присоединены блочный трансформатор блока №1 и линия №1 на ПС «Металлургическая», ко второй присоединена линия №1 на ПС «Коммунарская».

Ближайшей к ГТС является ПС-110 кВ «Металлургическая» и результаты расчетов динамической устойчивости для первого этапа ввода станции в эксплуатацию при КЗ на отходящих линиях вблизи шин этой подстанции, отказе выключателя и работе УРОВ следующие:

а). При КЗ на присоединениях первой системы шин (узел 8171) наибольшее общее время отключения КЗ и присоединений данной системы шин равно 0.63 с.

На рис. 1 показаны графики изменения взаимного угла ротора генератора энергоблока №1 ГТС по отношению к углу ротора генераторов Запорожской АЭС, скольжения и активной мощности генератора ГТС.

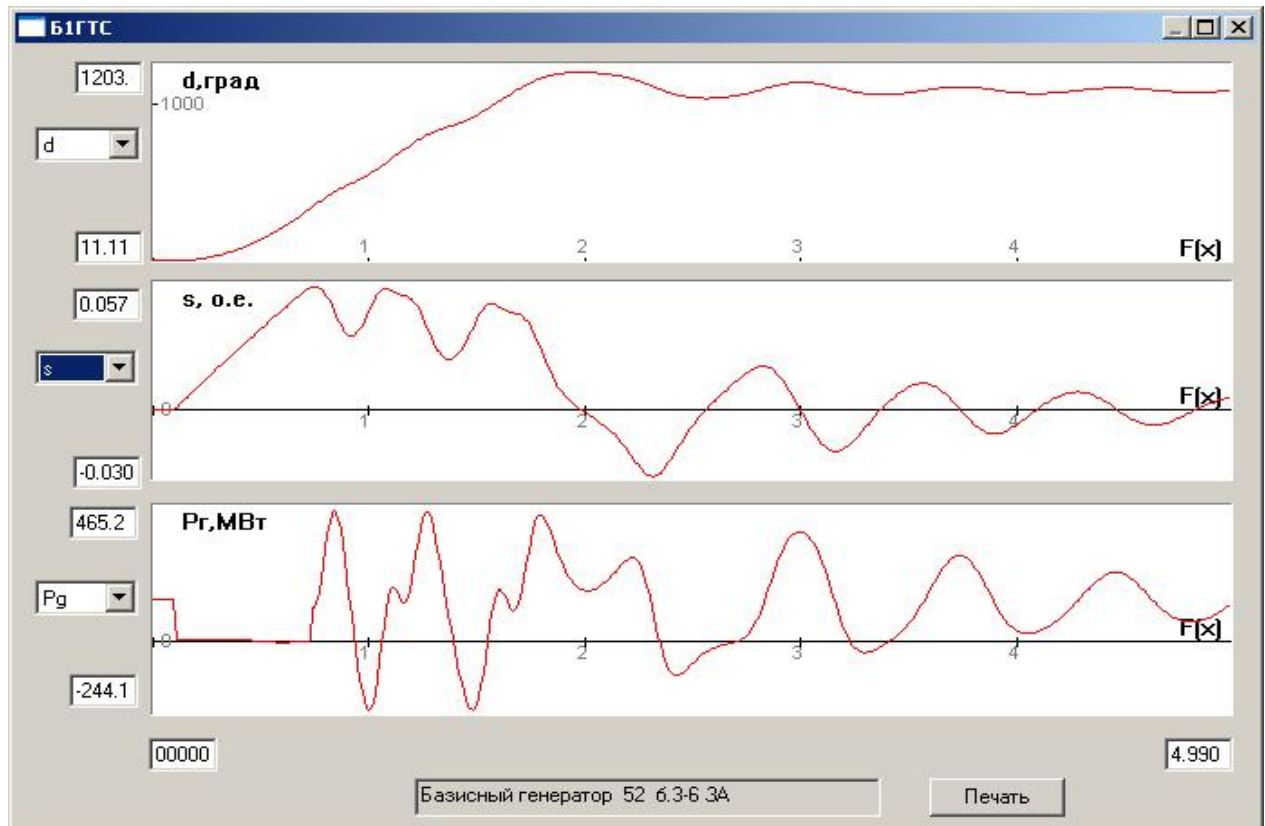


Рис. 1

Графики свидетельствуют о том, что после трех асинхронных проворотов ротора генератора к $t=1.9$ с благодаря действию регулятора скорости турбины энергоблока №1 (см. рис. 2) генератор втягивается в синхронизм (затухающие колебания скольжения около нуля). Согласно Руководящим указаниям «Устойчивость энергосистем» (п. 9.5.2) такой результат рассматривают как случай **сохранения динамической устойчивости**. На рис. 2 представлены взаимные углы (по отношению к ЗАЭС) генераторов электростанций Донбасской энергосистемы, которые показывают, что при кратковременном асинхронном ходе генератора ГТС синхронная динамическая устойчивость электростанций Донбасской ЭС сохраняется (имеют место только синхронные качания).

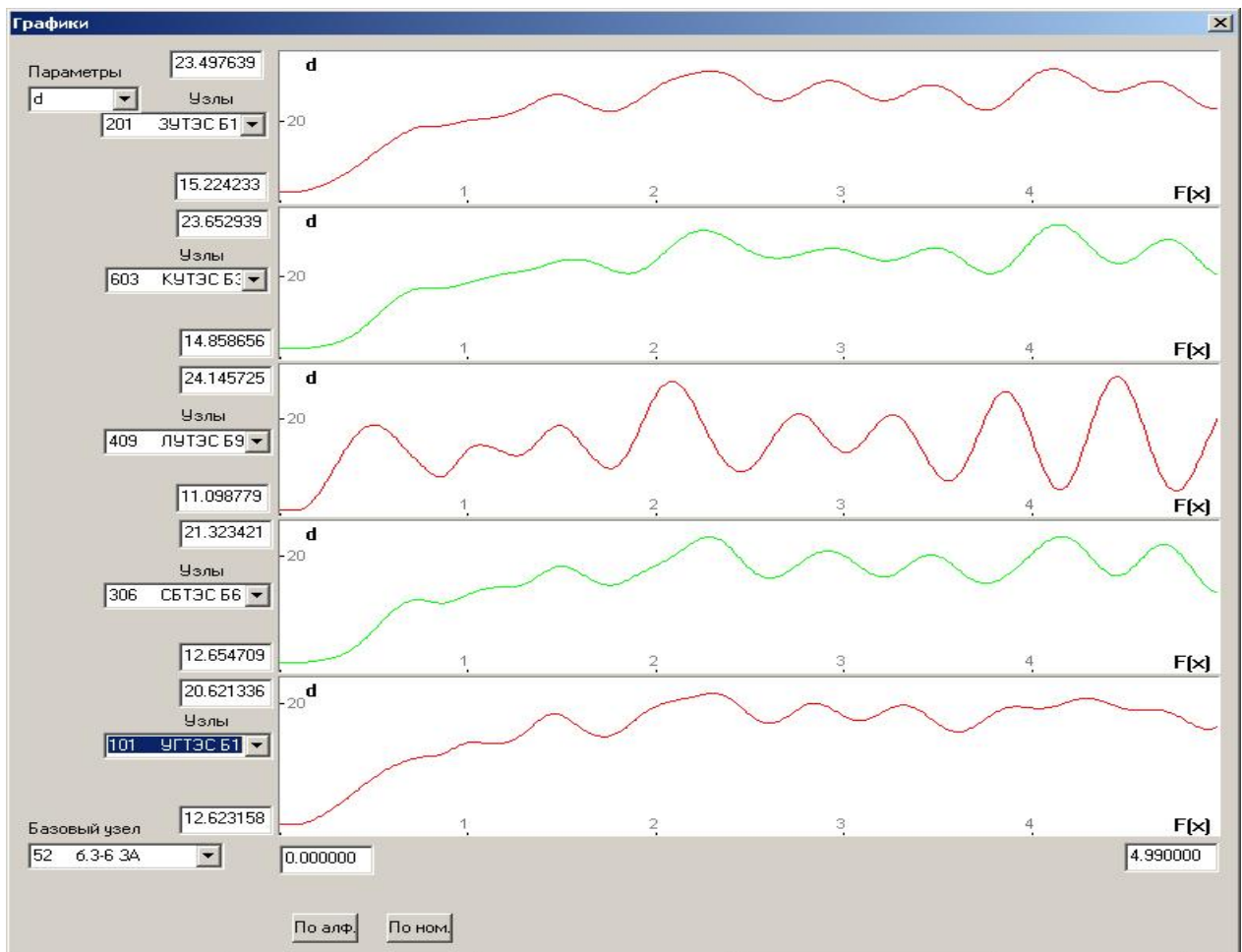


Рис. 2

На рис. 3 показаны графики изменения напряжения на выводах генератора ГТС (кВ), напряжения возбуждения U_f (о.е.) и полной мощности турбины P_T (газовой плюс паровой).

б). При КЗ на присоединениях второй системы шин (узел 8172) общее время отключения КЗ также равно 0.63 с. Графики взаимного угла и скольжения генератора (рис. 4) показывают **сохранение синхронной динамической устойчивости** даже в условиях $P_T = \text{const}$, поскольку регулятор скорости находится в зоне нечувствительности.

При КЗ вблизи шин 110 кВ ГРУ ГТС на присоединении «Металлургическая №1» и отказе выключателя УРОВ отключает это присоединение с противоположной стороны, ШСВ-1 и блочный трансформатор №1, и вопрос об устойчивости блока №1 не имеет смысла.

В табл. 1 представлены результаты выполненных расчетов устойчивости для первого этапа.

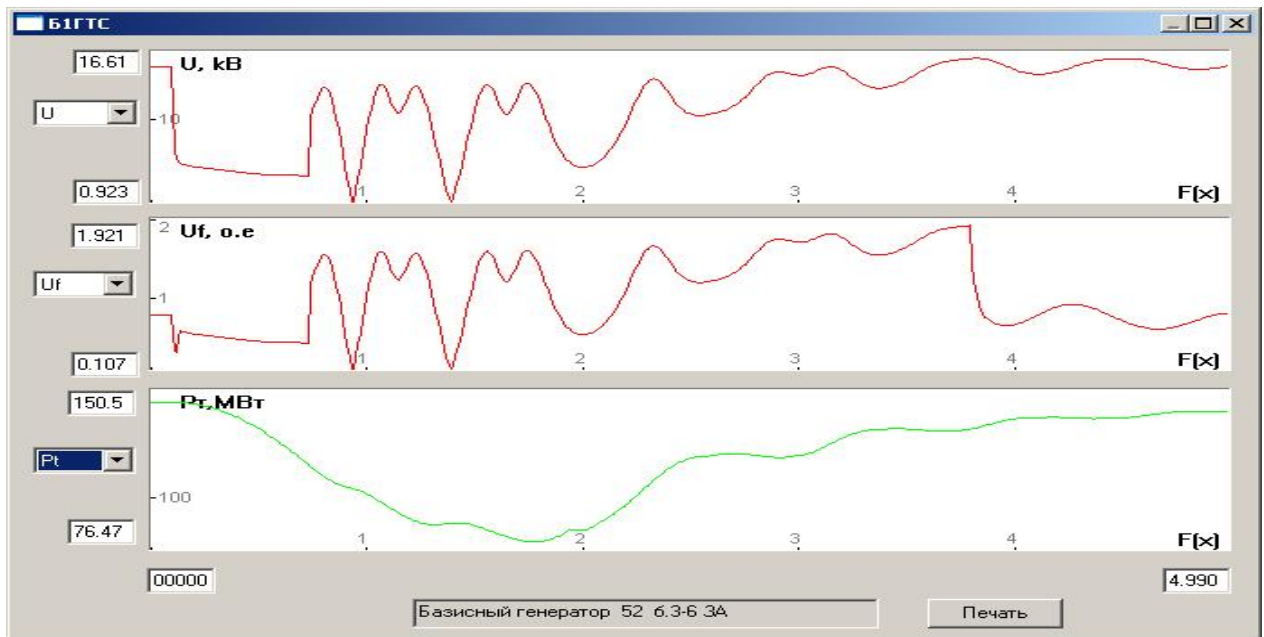


Рис. 3

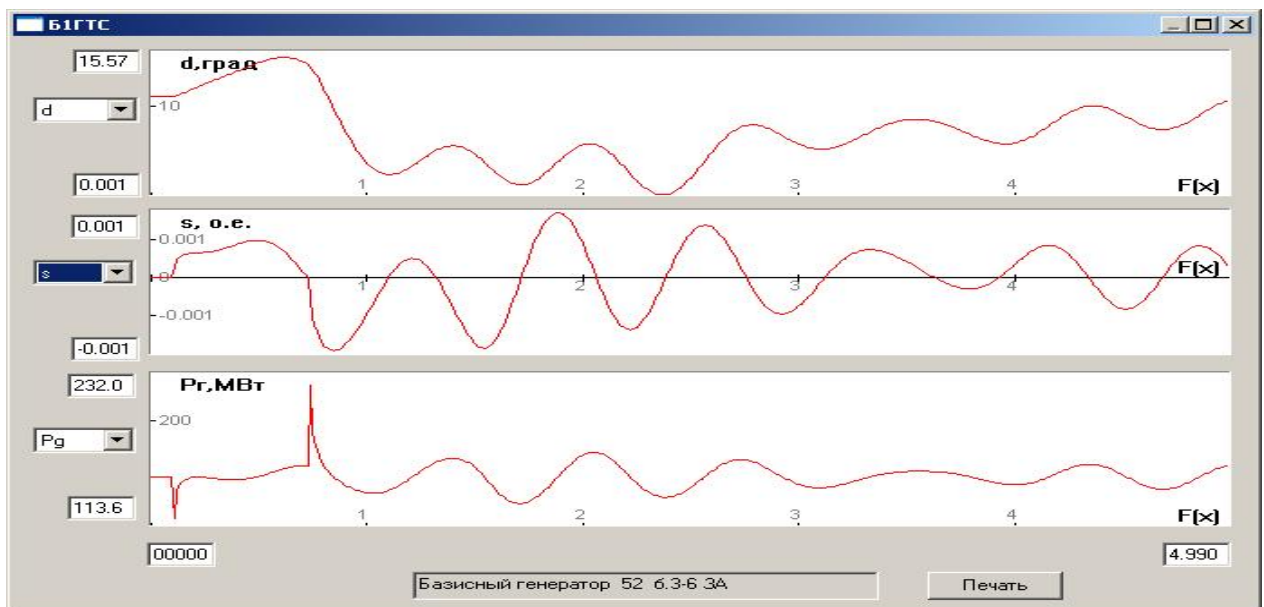


Рис. 4

Таблица 1

Позиция	Место 3-ф КЗ	Время откл. КЗ	Характеристика устойчивости
1а	I СШ ПС-110 кВ «Металлургическая»	0.63с	Устойчиво, три ас. проворота
1б	II СШ ПС-110 кВ «Металлургическая»	0.63с	Синхронная устойчивость
2	Шины 110 кВ ПС-220 «Черкасская»	0.58с	Устойчиво, четыре ас. проворота
3а	II СШ ПС-110 кВ «Коммунарская»	0.63с	Устойчиво, четыре ас. проворота
3б	I СШ ПС-110 кВ «Коммунарская»	0.58с	Синхронная устойчивость
4	Шины 110 кВ ПС-110 «Прокат»	0.61с	Синхронная устойчивость
5а	Шины 110 кВ ГРУ ГТС, присоединение «Металлургическая №1»	-	Блок №1 отключен
5б	Шины 110 кВ ГРУ ГТС, присоединение «Коммунарская»	0.325с	Устойчиво, четыре ас. проворота

Результаты расчетов для второго этапа ввода станции в эксплуатацию. При вводе в эксплуатацию двух блоков ГТС ГРУ-110 кВ работает с включенными СВ-1 и СВ-2, и отключенными ШСВ-1 и ШСВ-2. Присоединения первой СШ: блочный трансформатор блока №1, ПС «Металлургическая №1» и ПС «Коммунарская №1»; присоединения второй СШ: блочный трансформатор блока №2, ПС «Металлургическая №2» и ПС «Прокат».

Результаты расчетов при КЗ вблизи шин 110 кВ ПС «Металлургическая» следующие:

а). При КЗ на присоединениях первой системы шин (узел 8171) общее время отключения КЗ и всех присоединений данной системы шин равно 0.63 с.

Расчеты показывают асинхронный ход генераторов №1 и №2 при четырех асинхронных проворотах генератора №1 с ресинхронизацией через 2.7 с и при пяти асинхронных проворотах генератора №2 с ресинхронизацией через 3.5 с. Таким образом, результат такого возмущения – **сохранение динамической устойчивости.**

б). При КЗ вблизи второй системы шин ПС «Металлургическая» (узел 8172) на присоединении Западная №2 с общим временем отключения КЗ 0.63 с получаем результаты, подобные предыдущим (КЗ в узле 8171), с большей длительностью асинхронного режима (3.5 с) генератора №1. Генераторы электростанций Донбасской ЭС совершают синхронные качания, т.е. **сохраняется синхронная динамическая устойчивость** ОЭС Украины.

В табл. 2 представлены результаты выполненных расчетов устойчивости для второго этапа.

Таблица 2

Позиция	Место 3-ф КЗ	Время откл. КЗ	Характеристика устойчивости
1	2	3	4
1а	I СШ ПС-110 кВ «Металлургическая»	0.63с	Устойчиво, блок №1 - 4 асинхр. проворота блок №2 - 5 асинхр. проворотов
1б	II СШ ПС-110 кВ «Металлургическая»	0.63с	Устойчиво, блок №1 - 5 асинхр. проворотов блок №2 - 4 асинхр. проворота
2	Шины 110 кВ ПС-220 «Черкасская»	0.58с	Устойчиво, блок №1 - 4 асинхр. проворота блок №2 - 4 асинхр. проворота
3а	II СШ ПС-110 кВ «Коммунарская»	0.63с	Синхронная устойчивость
3б	I СШ ПС-110 кВ «Коммунарская»	0.58с	Синхронная устойчивость
4	Шины 110 кВ ПС-110 «Прокат»	0.61с	Устойчиво, блок №1 - 4 асинхр. проворота блок №2 - 6 асинхр. проворотов
5а	Шины 110 кВ ГРУ ГТС, присоединение «Металлургическая №1» или «Коммунарская»	0.325с	Устойчиво, блок №1 - отключен блок №2 - 4 асинхр. проворота
5б	Шины 110 кВ ГРУ ГТС, присоединение «Металлургическая №2»	0.325с	Устойчиво, блок №1 - 3 асинхр. проворота блок №2 - отключен
5в	Шины 110 кВ ГРУ ГТС, присоединение «Прокат»	0.325с	Устойчиво, блок №1 - 4 асинхр. проворота блок №2 - 4 асинхр. проворота

Выводы.

На первом этапе ввода ГТС в эксплуатацию (один блок в работе) устойчивость сохраняется во всех случаях, в том числе – синхронная динамическая устойчивость – в трех случаях КЗ (из семи рассмотренных); в четырех случаях динамическая устойчивость станции сохраняется после трех-четырёх асинхронных проворотов ротора, т.е. при кратковременном асинхронном режиме генератора ГТС длительностью 1.9...2.8 с.

На втором этапе ввода (два блока в работе) устойчивость сохраняется во всех случаях, в том числе – синхронная динамическая устойчивость – в двух случаях КЗ (из девяти рассмотренных); в семи случаях динамическая устойчивость станции сохраняется после четырех-шести асинхронных проворотов ротора, т.е. при кратковременном асинхронном режиме генераторов ГТС длительностью 2.5...4.1 с.

Допустимость асинхронного режима такой длительности должна быть подтверждена заводом-изготовителем генераторов, а также изготовителями электрического оборудования собственных нужд станции и нагрузки АМК. В противном случае технологические защиты будут отключать оборудование, и станция, и нагрузка будут гаситься.

Вместе с тем, при всех возмущениях устойчивость генераторов электростанций Донбасской ЭЭС и ОЭС Украины не нарушается, асинхронный режим в ОЭС Украины не возникает и автоматика ликвидации асинхронного режима не требуется.

1. Авраменко В.Н., Бегус Н.Г., Гуреева Т.М. Расчет и анализ с помощью персональных ЭВМ динамической устойчивости сложных ЭЭС // Моделирование электроэнергетических систем в АСДУ на основе микропроцессорной техники. Сб. науч. трудов. – Киев: Ин-т электродинамики НАН Украины. – 1994. – С. 4–28.

2. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – С. 46–53.

3. ГКД 34.20.575-2002. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Мінпаливенерго України. – Київ. – 2002. – 49 с.

УДК 621.3.016.35:681.3

**В.М.Авраменко, докт.техн.наук, Т.М.Гурєєва,
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна.**

Динамічна стійкість газотурбінної електростанції комбінованого циклу на Алчевському металургійному комбінаті

Об'єкт дослідження – електростанція з парогазовим циклом, яка використовує як паливний газ газової турбіни вихідні гази металургійного виробництва. Предмет дослідження – динамічна стійкість блоків №1 і №2 потужністю 151.5 МВт кожна, які видають потужність в електричну мережу 110 кВ. Для нормативних збурень (3-и фазні КЗ на лініях 110 кВ з відмовою вимикача) стійкість генераторів станції забезпечується (у деяких випадках – після короткого асинхронного режиму), для генераторів електростанції Донбаської енергосистеми забезпечується синхронна робота із коливаннями за будь-яких збурень. Бібл. 3, табл. 2, рис. 4.

Ключові слова: газотурбінна електростанція, парогазовий цикл, доменний газ, мережа 110 кВ, динамічна стійкість.

Transient stability of a gas-turbine power station with combined cycle at Alchevsk metallurgy combined plant

**V.M.Avramenko, T.M.Gureeva,
Institute of Elektrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
Peremogy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine.**

Object of research is power station with steam-gas cycle, which uses as fuel gas for a gas-turbine unit gases of metallurgy production. Subject of research is transient stability of power station of 2x151.5 MW, which gives out its power in electric network of 110 kV. For normative disturbances (3 phase short circuit, with breakdown of circuit breaker) stability of gas-turbine station generators is maintained (in some cases – after short asynchronous motion), synchronous stability of generators of Donbass electric power system is maintained for all case. References 3, tables 2, figures 4.

Key words: gas-turbine power station, steam-gas cycle, blast-furnace gas, 110 kV electric network, transient stability.

1. Avramenko V.N., Begus N.G., Gureeva T.M. Calculation and analysis power system stability by personal computers // Modelirovanie elektroenergeticheskikh sistem v ASDU na osnove mikroprocessornoj tekhniki. Sbornik nauchnykh trudov. – Kiev: Institut elektrodinamiki NAN Ukrainy. – 1994. – P. 4–28. (Rus.)

2. Kyrylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.M. Technical aspects of adoption of distributed generation sources in electric mains // Tekhnichna elektrodynamika. – 2011. – №1. – P. 46–53. (Ukr.)

3. GKD 34.20.575-2002. Power system stability. Directives. Minpalyvenergo of Ukrain. – Kyiv. – 2002. – 49 p. (Ukr.)

Надійшла 22.04.2011
Received 22.04.2011