

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ (05.14.02)

УДК 621.311

DOI: 10.24160/1993-6982-2019-6-21-29

Влияние электростанций с газотурбинными установками на регулирование частоты на примере западной части электроэнергетической системы Республики Казахстан

А.У. Исингалеев, О.Н. Кузнецов

Увеличение доли газотурбинных электростанций — часть процесса развития, как распределенной генерации, так и электроэнергетики в целом. Зависимость мощности газотурбинных установок от частоты вращения вала компрессора значительно влияет на качество регулирования частоты в энергосистеме. На примере Западной части единой электроэнергетической системы Республики Казахстан смоделирован процесс регулирования частоты при возникновении дефицита активной мощности в системе. Расчет выполнен при действительном соотношении доли электростанций с газотурбинными установками к общей установленной генерирующей мощности энергосистемы. Рассмотрены варианты при изменении доли подобных генерирующих установок. Определена предельная доля газотурбинных электростанций, при которой частота снижается до верхних значений уставок срабатывания автоматики частотной разгрузки. Сделан анализ качества регулирования частоты при выполнении действующих нормативных требований к объему первичного резерва, дана оценка влияния увеличения объема резервов на качество регулирования частоты.

Ключевые слова: регулирование частоты, газотурбинная установка, энергосистема.

Для цитирования: Исингалеев А.У., Кузнецов О.Н. Влияние электростанций с газотурбинными установками на регулирование частоты на примере западной части электроэнергетической системы Республики Казахстан // Вестник МЭИ. 2019. № 6. С. 21—29. DOI: 10.24160/1993-6982-2019-6-21-29.

The Influence of Gas Turbine Power Plants on Frequency Control in the Western Part of the Kazakhstan Electric Power System

A.U. Isingaleev, O.N. Kuznetsov

Increasing the share of gas turbine power plants is an integral part of the development of distributed generation and electric power sector as a whole. The fact that the power output of gas turbine units depends on the compressor shaft rotation frequency is a circumstance that has a significant influence on the frequency control quality in the power system. The frequency control process triggered by the occurrence of active power deficiency in the system was modeled taking the Western part of the Kazakhstan United Power System as an example. The numerical analysis was carried out for the scheme with the real share of gas turbine power plants in the total installed generating capacity in the power system. Versions with different shares of such generating units are considered. The limit share of gas turbine power plants at which the frequency drops to the upper setpoints of the automatic frequency load shedding systems is determined. The frequency control quality is analyzed subject to fulfilling the regulatory requirements that are currently in force for the amount of primary active power reserve. The effect an increase in the amount of primary active power reserve has on the frequency control quality is estimated.

Key words: frequency control, gas turbine unit, power system.

For citation: Isingaleev A.U., Kuznetsov O.N. The Influence of Gas Turbine Power Plants on Frequency Control in the Western Part of the Kazakhstan Electric Power System. Bulletin of MPEI. 2019;6:21—29. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2019-6-21-29.

Введение

Растущая доля распределенной генерации (РГ) в энергосистеме вносит определенные технические трудности в вопросы обеспечения устойчивой работы, к которым относятся регулирование частоты, обеспечение надежной работы релейной защиты в реверсивном режиме (режиме выдачи мощности в систему), планирование режимов с учетом неравномерного графика возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В то же время существуют положительные моменты развития РГ, объясняющие развитие данного сектора электроэнергетики: повышение энергетической независимости потребителей, сглаживание пиковых нагрузок, минимизация объема транспорта электроэнергии, возможность использования местных энергоресурсов. Развитие современных технологий, таких как виртуальная электростанция, microgrid, применение мульти-агентного подхода при реконфигурации сети, способствует распространению РГ [1]. Одно из преимуществ ввода установок РГ — повышение живучести системы с точки зрения увеличения количества частей энергосистемы, которые могут сбалансированно работать в изолированном режиме.

В России доля РГ составляет 1% от установленной мощности электростанций [2], в странах ЕС этот показатель доходит до 10%. Самые высокие цифры в Дании — около 52% электроэнергии производится децентрализованно, при этом множество субъектов, вырабатывающих электроэнергию для собственных нужд, направляют излишки в энергосистему. Из всех введенных генерирующих мощностей в России в 2018 г. 52% (или 2484 МВт) можно отнести к установкам распределенной генерации, из них на долю ГТУ и ПГУ приходится 86% [3].

В рамках проводимого исследования рассмотрена западная часть ЭЭС Казахстана (Мангистауская и Атырауская области). Распределенная генерация в данном регионе представлена газотурбинными электростанциями, относящимися к определенным потребителям — предприятиям нефтегазового сектора. Доля установленной мощности таких электростанций составляет 33% от общей установленной мощности электростанций энергоузла. В разрезе всей страны распределенная генерация представлена парогазовыми установками, газотурбинными и газопоршневыми электростанциями промышленных предприятий мощностью до 150 МВт, а также ветряными и солнечными электростанциями.

В период с 1999 по 2014 гг. в рассматриваемом энергоузле введены в эксплуатацию газотурбинные установки суммарной мощностью 823,2 МВт. Причина их ввода — увеличение потребления узла за счет строительства и расширения предприятий нефтяного и газового секторов экономики, а также отсутствия возможности передачи такой мощности по существующей связи с остальной частью ЭЭС РК.

Ввиду распространенности ГТУ и ПГУ, а также большой доли в объеме вновь вводимых генерирующих установок, их работа будет проанализирована подробно на примере энергосистемы западной части ЭЭС Казахстана.

Обзор существующих моделей

Особенность работы ГТУ заключена в зависимости ее мощности от производительности компрессора. Самая распространенная конструкция — одновальная ГТУ. Поскольку в этом случае компрессор установлен на одном валу с генератором, то, очевидно, что его производительность будет зависеть от частоты вращения ротора генератора, то есть от частоты в системе. При снижении частоты в системе вследствие дефицита мощности ГТУ может усугублять ситуацию, создавая дополнительный дефицит, так как при сниженной производительности компрессора установка не может работать с номинальной мощностью.

Существует ряд разработанных моделей установок. Для проведения исследования влияния ГТУ на частоту в сети необходима модель, в которой, так или иначе, отобразится указанная зависимость.

Одна из первых работ по созданию модели ГТУ представлена в [4]. Позже она была доработана и опубликована в [5]. Одним из отличий этих моделей стало наличие модели входного направляющего аппарата (ВНА). В ряде программно-вычислительных комплексов она включена в набор стандартных моделей под названием GAST2A.

Модель GGOV1 добавлена компанией «PJM Interconnection» (США) в список рекомендованных для моделирования динамических процессов в ЭЭС [6], однако в ней должным образом не реализована зависимость мощности установки от частоты. GGOV1 рекомендуется применять для моделирования в составе большой энергосистемы, с незначительными отклонениями частоты [7].

Разработанная рабочей группой CIGRE модель [8] позволяет учитывать работу современных регуляторов. Путем задания функции $P_{\max} = f(\omega)$ можно ограничить максимальную мощность установки P_{\max} от частоты ω для определенных значений давления и температуры воздуха. Указанная функция определяется индивидуально для каждой установки по данным завода-производителя. Однако подобное ограничение реализовано скрыто, путем ограничения производительности установки через регулятор температуры.

В рамках настоящего исследования важно было выбрать такую модель ГТУ, в которой отражалась бы зависимость мощности турбины от частоты в системе. Наиболее полно для моделирования изолированной системы с большой долей ГТУ и ПГУ подошла модель Rowen'a (рис. 1) [4], работа которой также описана в [9 — 11]. Она предназначена для проведения расчетов с изменением частоты в диапазоне от 95 до 107% номинальной. В ней смоделированы два регулятора: скорости (Speed Governor) и температуры (Temperature

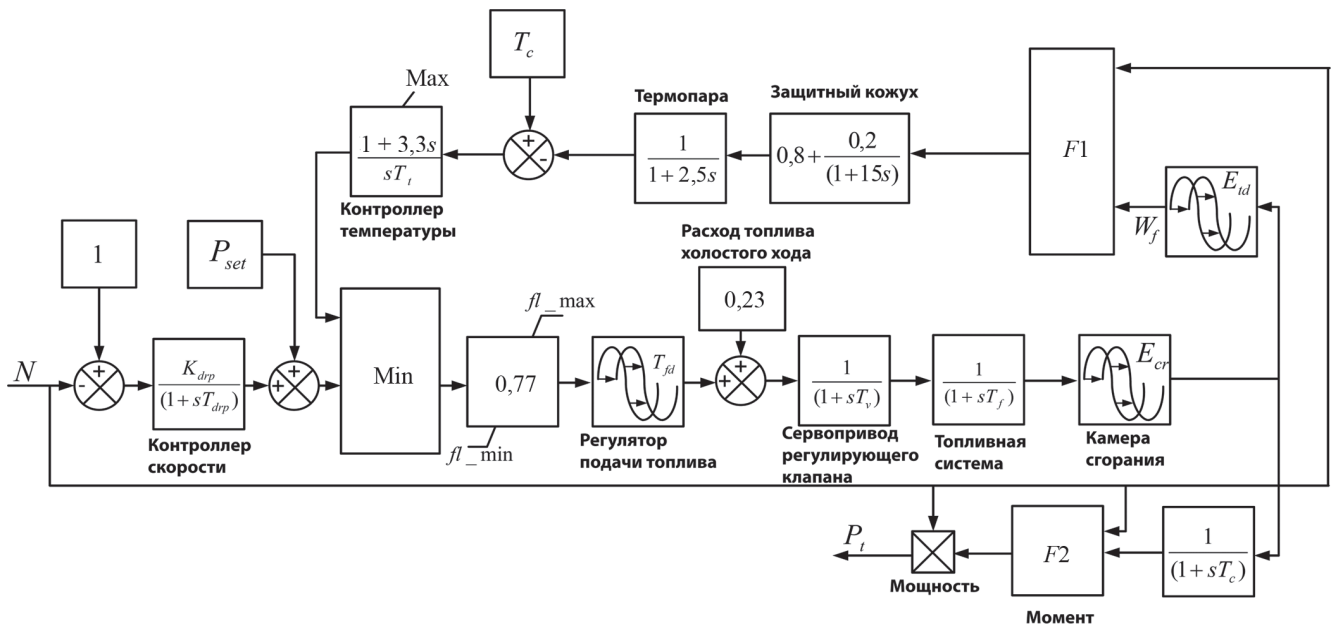


Рис. 1. Модель ГТУ Rowen'a

Controller). Зависимость производительности от частоты реализована путем аналитического расчета момента на валу M (см. блок $F2$, рис. 1):

$$M = 1,3(W_f - 0,23) + 0,5(1 - N),$$

где W_f — поток топлива, о.е.; N — частота вращения ротора генератора, о.е.

Мощность турбины рассчитывается как:

$$P = MN.$$

В случае моделирования ГТУ ВНА считается полностью открытым как при номинальной, так и при частичной нагрузках, поэтому модель ВНА в общую модель ГТУ не включена.

Существенным моментом при проведении расчетов является определение скорости изменения нагрузки установок, поскольку это непосредственно влияет на характер отклонения частоты. Получение корректных данных от производителей затруднительно даже для эксплуатирующих организаций.

Согласно проведенным испытаниям газотурбинных установок ТЭЦ-21 и ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» (производитель — Siemens) [12, 13] и Калининградской ТЭЦ-2 (производитель — ЛМЗ) [14] скорость изменения мощности ГТУ составляет 7 и 14% от $P_{ном}$ за 60 с.

Согласно стандарта АО «СО ЕЭС» [15] для участия в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ) ГТУ должна удовлетворять требованиям скорости изменения мощности 2,5% от $P_{ном}$ за 15 с и 5% от $P_{ном}$ за 30 с. По состоянию на 2019 г. ГТУ и ПГУ также проходят отбор на оказание услуг по НПРЧ [16].

Таким образом, параметры модели ГТУ подобраны в соответствии с требованием стандарта АО «СО ЕЭС» [15], т. е. изменение 5% от $P_{ном}$ за 30 с, зона нечувствительности первичного регулирования — 0,02 Гц.

Описание исследуемой энергосистемы

Западная часть ЕЭС Казахстана связана с энергосистемами России и Казахстана через одноцепный транзит 220 кВ. Регион переводится на изолированный режим работы при плановых или аварийных ремонтах транзитных ЛЭП 220 кВ.

Текущий состав генерирующих установок Западной части следующий: установленная мощность ТЭС (с паросиловыми установками) — 1674 МВт (67%), ГТЭС — 823,2 МВт (33%) (табл. 1). В предшествующем установившемся режиме суммарная мощность потребления $P_{потр\Sigma}$ равна суммарной мощности генерирующих установок $P_{ген\Sigma}$ и составила 1300 МВт.

Результаты моделирования

Для оценки влияния увеличения доли ГТУ в составе генерирующих установок на регулирование частоты в изолированно работающей системе для рассматриваемой схемы исследованы три варианта распределения генерирующих установок. В первом варианте рассмотрен случай, когда все генерирующие установки пред-

Таблица 1

Состав и мощность ГТЭС

Наименование	Установленная мощность, МВт	Состав генерирующих установок, МВт
ГТЭС-1	136	4×34
ГТЭС-2	111	3×37
ГТЭС-3	242	2×121
ГТЭС-4	244,2	6×40,7
ГТЭС-5	90	2×45

ставлены ГТУ, второй вариант учитывает реальное распределение типов генерирующих установок в энергосистеме, в третьем варианте все ГТУ замещены ТЭС с паросиловыми блоками.

Нормативные требования по первичному регулированию в Казахстане четко определены только для общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ) — не менее 2,5% от общей располагаемой мощности электростанций (62,4 МВт для рассматриваемой части энергосистемы) [17], но не учитывают типы генерирующих установок, входящих в состав энергосистемы, а также возможность изолированной работы отдельных частей энергосистемы. Согласно [18, 19] для случая параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, необходимый резерв НПРЧ обусловлен наибольшим расчетным небалансом мощности (максимальной мощностью единичного энергоблока) и равен 1200 МВт. Разработанный для энергообъединения европейских стран ENTSO-E стандарт [20] требует обеспечения резерва первичного регулирования в объеме возможного небаланса в энергосистеме, который обусловлен отключением генератора самого крупного энергоблока или нескольких генераторов, присоединенных к одной системе шин, и принимается равным 3000 МВт. Похожие требования к первичному резерву существуют и для отдельных стран [21]. В Германии требуемый

объем резервов первичного регулирования составляет 600 МВт (0,8% от максимального потребления) [22].

Учитывая требования стандартов в области регулирования частоты, для рассматриваемой схемы западной части Республики Казахстан проведены расчеты отклонения частоты при отключении самой мощной ГТУ (121 МВт), также выполнялось требование по обеспечению резерва в указанном объеме.

При моделировании учитывали частотные характеристики нагрузки (статизм нагрузки по частоте принят равным 2%), а также смоделировали действие автоматики частотной разгрузки (АЧР) с распределением по очередям согласно требованиям системного оператора.

Для моделирования взят программно-вычислительный комплекс DIGSILENT PowerFactory.

1 вариант: все генерирующие установки представлены ГТУ.

При возникновении небаланса активной мощности, обусловленного отключением одного блока, (мощность — 121 МВт) частота в системе начинает снижаться. В первый момент времени характер ее снижения обусловлен моментом инерции вращающихся агрегатов. После того как частота опускается ниже зоны нечувствительности, регулятор газовой турбины формирует сигнал увеличения мощности ГТУ.

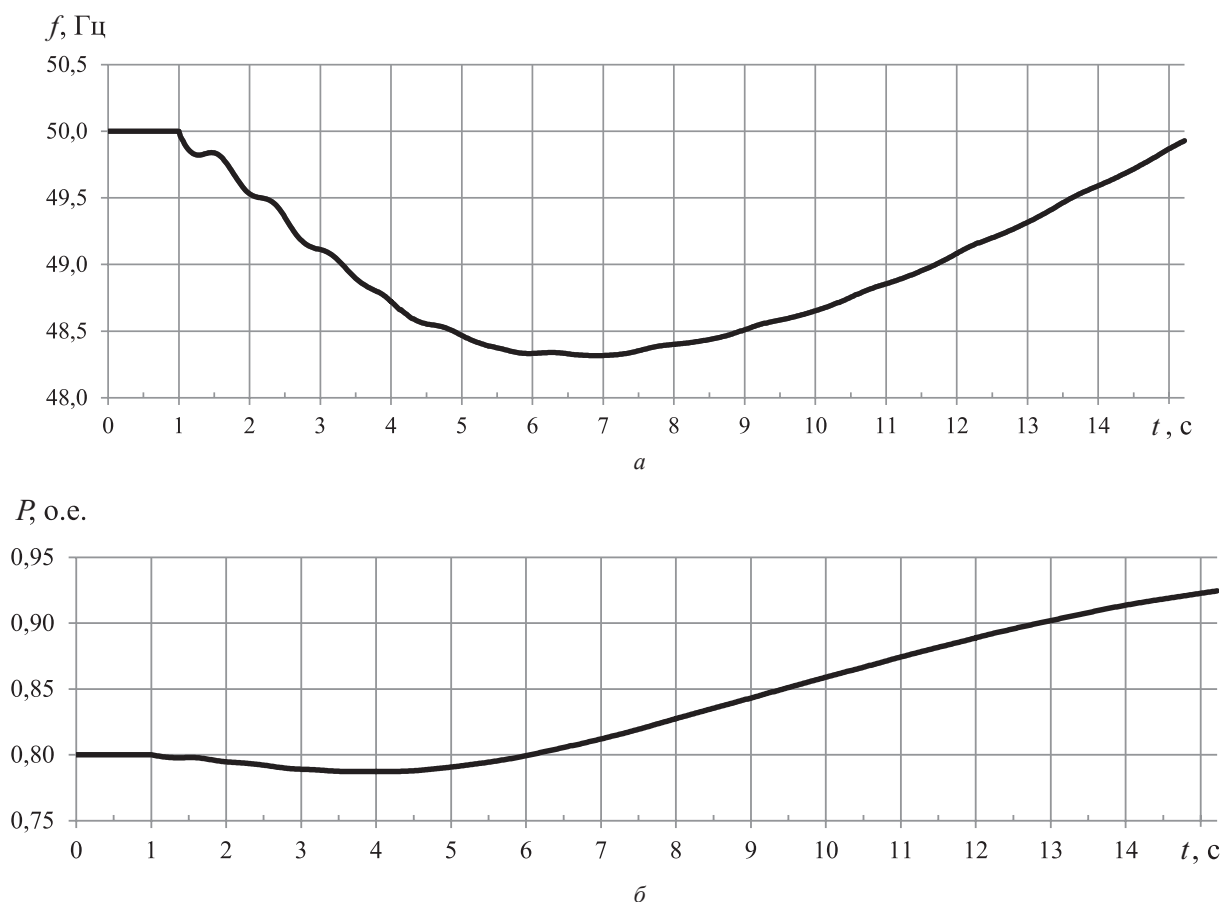


Рис. 2. Расчет изменений частоты (а) и мощности (б) ГТУ для I варианта с учетом действия АЧР

Из рисунка 2, *a* видно, что частота снижается в течение 7 с до 48,3 Гц, при этом действием АЧР отключается нагрузка суммарной мощностью 95 МВт. Рост мощности ГТУ (рис. 2, *б*) происходит не сразу ввиду инерционности процессов увеличения подачи топлива, горения, а также инерции самих агрегатов. Кроме того, в начальный момент времени мощность ГТУ снижается, что обусловлено спадом производительности компрессора. Дальнейшее восстановление частоты происходит за счет увеличения мощности всех ГТУ.

Доля отключенной нагрузки действием АЧР составила 7% от общего потребления энергоузла, что яв-

ляется негативным моментом, учитывая тот факт, что объем резерва первичного регулирования равен объему возникшего небаланса.

В случае отсутствия АЧР восстановление частоты только за счет использования на ГТУ резервов первичного регулирования невозможно, имеет место лавина частоты (рис. 3, *a*). На рисунках 3, *б*, *в* изображены графики изменения мощности ГТУ, работавших в предшествующем режиме с различной относительной нагрузкой. Установки, функционирующие в предшествующем режиме с нагрузкой близкой к 100% (см. рис. 3, *в*), не могут более нести данную нагруз-

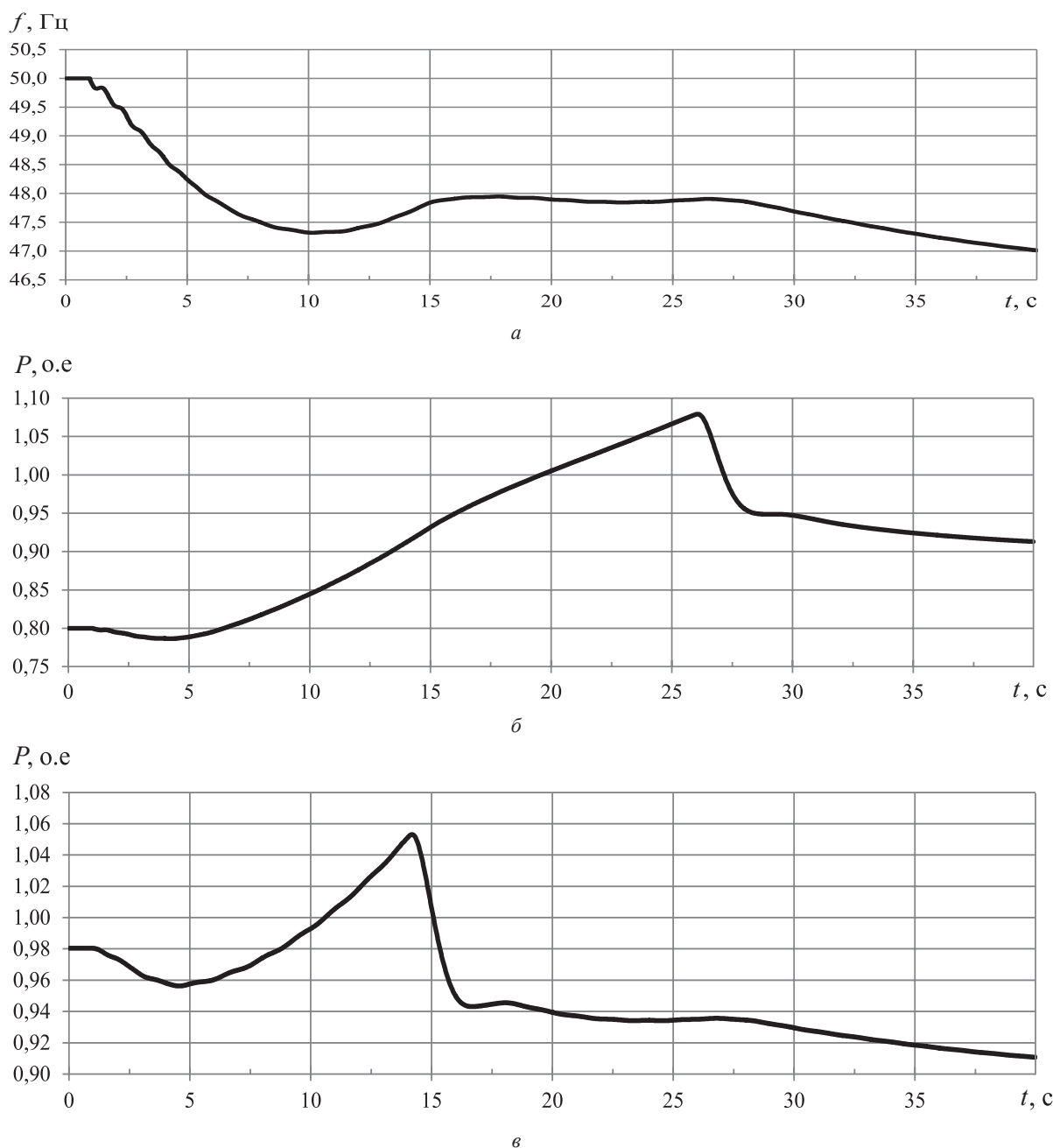


Рис. 3. Расчет изменений частоты (*a*) и мощностей ГТУ, загруженных в предшествующем режиме на 80 (*б*) и 98% (*в*) для I варианта без учета действия АЧР

ку из-за снижения производительности компрессора и повышения температуры выхлопных газов выше допустимой. Кратковременное увеличение нагрузки происходит за счет увеличения подачи топлива, однако температура выхлопных газов турбины быстро достигает предельных значений, и по истечении времени, обусловленного постоянными времени измерительных устройств, регулятора и устройства подачи топлива, начинается резкий сброс нагрузки ГТУ. У установок, загруженных в предшествующем режиме на 80% (см. рис. 3, б), процесс набора мощности аналогичен, за исключением того, что момент достижения предельных значений температуры выхлопных газов и сброса нагрузки происходит позже.

II вариант: реальное распределение ТЭС и ГТУ.

В качестве модели блока управления котла и турбины ТЭС взята модель TGOV5, входящая в библиотеку стандартных моделей DIgSILENT PowerFactory.

При существующей структуре генерирующей мощности энергосистемы наблюдается меньшая глубина снижения частоты (до 48,8 Гц) и меньший объем отключения нагрузки АЧР (32,5 МВт). Это достигается за счет того, что первичный резерв регулирования частоты в паросиловых реализуется быстрее благодаря существующему запасу по давлению пара перед турбиной, и рассматриваемое снижение частоты не оказывает негативного воздействия на реализацию резерва в отличие от ГТУ (рис. 4).

III вариант — все генерирующие установки представлены ТЭС.

Если генерирующие установки были бы полностью представлены ТЭС, то анализируемое возмущение не вызвало бы нарушения работы системы, связанного с отключением нагрузки за счет реализации существующего первичного резерва. При этом частота снижается до 49,3 Гц.

Результаты расчетов для трех вариантов сети представлены в табл. 2.

Для I варианта исследования проведены расчеты снижения частоты в случае увеличения объема первичного резерва. На рисунке 5 дан график изменения снижения частоты при увеличении объема резерва. Для получения эффекта в регулировании частоты в данном случае следует обеспечить довольно значительные объемы резерва, сравнимые с мощностью потребления всей энергосистемы. В то же время значительный рост резерва приводит к снижению экономичности работы агрегатов, так как при частичных нагрузках уменьшается КПД установок.

Таким образом, при обеспечении минимальных требований по резерву первичного регулирования глубина провала частоты зависит в большей степени от маневренности агрегатов, а увеличение резерва в объеме, дающем какой-либо значительный эффект, в условиях эксплуатации поддерживать экономически нецелесообразно.

Заключение

Увеличение доли ГТУ в составе генерирующих установок приводит к более сложным условиям регулирования частоты и необходимости отключения нагрузки для предотвращения лавины частоты.

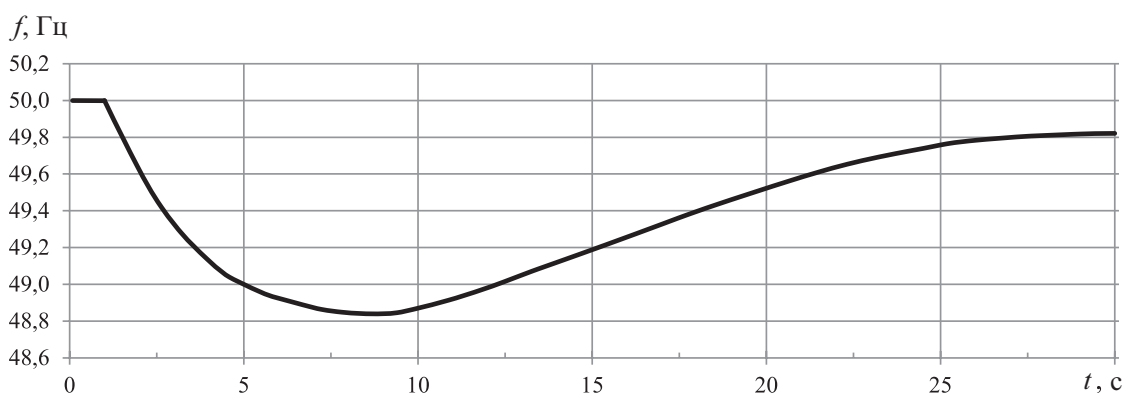


Рис. 4. Изменение частоты для II варианта

Таблица 2

Результаты исследований для трех вариантов сети

Вариант исследования	Суммарная генерация ТЭС $P_{ТЭС}$, МВт	Объем резервов первичного регулирования на блоках ТЭС, МВт	Суммарная генерация ГТУ $P_{ГТУ}$, МВт	Объем резерва первичного регулирования на ГТУ, МВт	Минимальное значение частоты f , Гц	Объем нагрузки, отключенной действием АЧР $P_{АЧР}$, МВт
I	—	—	1288	121	48,3	95,0
II	832	88	472	38	48,8	32,5
III	1290	129	—	—	49,3	0,00

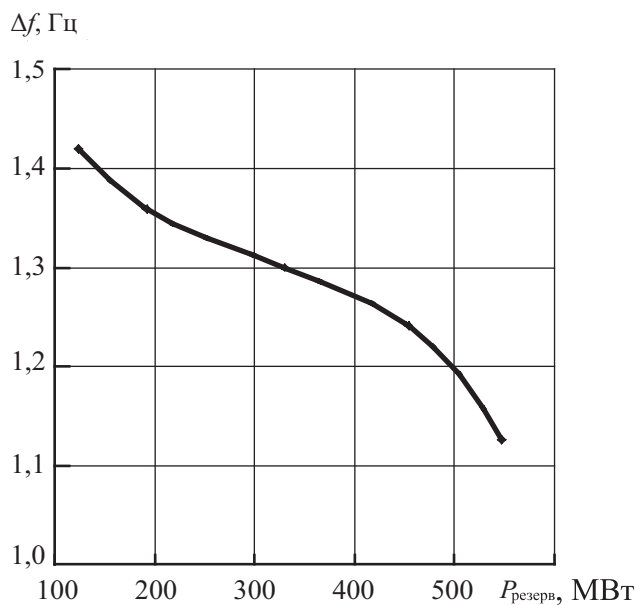


Рис. 5. Изменение снижения частоты при увеличении объема резервов активной мощности

Литература

1. **Фишов А.Г., Мукатов Б.Б.** Реконфигурация электрических сетей с распределенной генерацией и мультиагентным управлением // Известия Томского политехн. ун-та. Серия «Инжиниринг георесурсов». 2015. Т. 326. № 9. С. 143—152.
2. **Кучеров Ю.Н., Утц С.А.** Обеспечение устойчивости и надежности ЭЭС с нарастающей долей объектов распределенной генерации, включая ВИЭ // Электроэнергетика глазами молодежи: Труды VI Междунар. науч.-техн. конф. Иваново, 2015. С. 350—355.
3. **Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 г.** [Электрон. ресурс] <http://so-ups.ru> (дата обращения 18.03.2019).
4. **Rowen W.I.** Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines // J. Eng. Power. 1983. V. 105. No. 83. Pp. 865.
5. **Rowen W.I.** Simplified Mathematical Representations of Single-shaft Gas Turbines in Mechanical Drive Services // Turbo Mach. Int. 1992. V. 33. No. 5. Pp. 26—32.
6. **NERC MOD-027-1.** List of Acceptable Models and Model Block Diagrams for Use in Dynamic Simulation [Электрон. ресурс] <https://www.pjm.com> (дата обращения 18.03.2019).
7. **Task Force on Turbine-Governor Modeling** // IEEE Power Syst. Dynamic Performance Com., Power Syst. Stability Subcom., Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, 2013.
8. **CIGRE Task Force C4.02.25.** Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants.
9. **Lalor G.R.** Frequency Control on an Island Power System with Evolving Plant Mix. Dublin: University College, 2005.

Для рассматриваемой энергосистемы доля ГТУ, при которой снижение частоты происходит до уставок срабатывания АЧР, составляет 5%. Данное соотношение зависит от общего количества и мощности отдельных установок, а также характера распределения резерва. Увеличение доли загруженных до установленной мощности ГТУ ухудшает условия регулирования частоты, поскольку снижение их нагрузки приводит к дополнительному дефициту активной мощности.

В качестве мероприятий, повышающих качество регулирования частоты в энергосистеме с большой долей ГТУ, следует рассмотреть применение:

- впрыска воды/пара, позволяющего повысить мощность установки вследствие увеличения массового расхода рабочего тела [23, 24];
- накопителей электроэнергии в энергосистеме, обеспечивающих практически безынерционную выдачу мощности в систему и компенсацию снижения мощности ГТУ;
- ресиверов сжатого воздуха, компенсирующих снижение производительности компрессоров и увеличивающих мощность ГТУ [25, 26].

References

1. **Fishov A.G., Mukatov B.B.** Rekonfiguratsiya Elektricheskikh Setey s Raspredelennoy Generatsiyey i Mul'tiagentnym Upravleniem. Izvestiya Tomskogo Politekhn. Un-ta. Seriya «Inzhiniring Georesursov». 2015; 326;9:143—152. (in Russian).
2. **Kucherov Yu.N., Utts S.A.** Obespechenie Ustoychivosti i Nadezhnosti EES s Narastayushchey Doley Ob'ektov Raspredelennoy Generatsii, Vkluyuchaya VIE. Elektroenergetika Glazami Molodezhi: Trudy VI Mezhdunar. Nauch.-tekhn. Konf. Ivanovo, 2015:350—355. (in Russian).
3. **Otchet o Funktsionirovanii EES Rossii v 2018 g.** [Elektron. Resurs] <http://so-ups.ru> (Data Obrashcheniya 18.03.2019). (in Russian).
4. **Rowen W.I.** Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines. J. Eng. Power. 1983;105;83:865.
5. **Rowen W.I.** Simplified Mathematical Representations of Single-shaft Gas Turbines in Mechanical Drive Services. Turbo Mach. Int. 1992;33;5:26—32.
6. **NERC MOD-027-1.** List of Acceptable Models and Model Block Diagrams for Use in Dynamic Simulation [Elektron. Resurs] <https://www.pjm.com> (Data Obrashcheniya 18.03.2019).
7. **Task Force on Turbine-Governor Modeling** // IEEE Power Syst. Dynamic Performance Com., Power Syst. Stability Subcom., Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, 2013.
8. **CIGRE Task Force C4.02.25.** Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants.
9. **Lalor G.R.** Frequency Control on an Island Power System with Evolving Plant Mix. Dublin: University College, 2005.

10. **Meegahapola L.** Characterisation of Gas Turbine Dynamics During Frequency Excursions in Power Networks // IET Generation, Transmission and Distribution. 2014. V. 8. No. 10. Pp. 1733—1743.
11. **Bagnasco A., Delfino B., Denegri G.B., Massucco S.** Management and Dynamic Performances of Combined Cycle Power Plants During Parallel and Islanding Operation // IEEE Trans. on Energy Conversion. 1998. V. 13(2). Pp. 194—201.
12. **Давыдов А.В.** Исследование переменных режимов бинарных ПГУ с целью повышения маневренности: автореф. дис.... канд. техн. наук М.: Всероссийский теплотехнический науч.-исслед. ин-т, 2009.
13. **Давыдов Н.И., Зорченко Н.В., Давыдов А.В., Радин Ю.А.** Модельные исследования возможности участия ПГУ в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России // Теплоэнергетика. 2009. № 10. С. 11—16.
14. **Биленко В.А., Маневская О.А., Меламед А.Д.** Результаты испытаний системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 52—60.
15. **СТО 59012820.27.100.004—2016.** Нормы участия парогазовых и газотурбинных установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.
16. **Конкурентный отбор** субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по НПРЧ в период с января по июнь 2019 г. [Электрон. ресурс] <http://so-ups.ru> (дата обращения 18.03.2019).
17. **Постановление** Правительства Республики Казахстан № 625. от 19 июня 2013 г. «Электросетевые правила».
18. **Основные** технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков [Электрон. ресурс] <http://so-ups.ru> (дата обращения 18.03.2019).
19. **Протокол** № 28 от 27 октября 2005 г. Электроэнергетического Совета СНГ «Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии».
20. **UCTE OH — Policy 1: Load-Frequency Control and Performance** [Электрон. ресурс] <https://www.entsoe.eu/> (дата обращения 18.03.2019).
21. **Кузнецов О.Н., Чумаченко В.В.** Анализ резервов для регулирования частоты и активной мощности // Вестник МЭИ. 2013. № 5. С. 53—60.
22. **Heckmann W.** Aggregated Units and Control Reserve: Control Reserve Market and Pre-qualification in Germany [Электрон. ресурс] <http://www.sirfn.net/> (дата обращения 18.03.2019).
10. **Meegahapola L.** Characterisation of Gas Turbine Dynamics During Frequency Excursions in Power Networks. IET Generation, Transmission and Distribution. 2014;8;10:1733—1743.
11. **Bagnasco A., Delfino B., Denegri G.B., Massucco S.** Management and Dynamic Performances of Combined Cycle Power Plants During Parallel and Islanding Operation. IEEE Trans. on Energy Conversion. 1998;13(2):194—201.
12. **Davydov A.V.** Issledovanie Peremennykh Rezhimov Binarnykh PGU s Tsel'yu Povysheniya Manevrennosti: Avtoref. Dis.... Kand. Tekhn. Nauk M.: Vserossiyskiy Teploekhnicheskii Nauch.-issled. In-t, 2009. (in Russian).
13. **Davydov N.I., Zorchenko N.V., Davydov A.V., Radin Yu.A.** Model'nye Issledovaniya Vozmozhnosti Uchastiya PGU v Regulirovanii Chastoty i Peretokov Moshchnosti v EES Rossii. Teploenergetika. 2009;10: 11—16. (in Russian).
14. **Bilenko V.A., Manevskaya O.A., Melamed A.D.** Rezul'taty Ispytaniy Sistemy Avtomaticheskogo Regulirovaniya Chastoty i Moshchnosti Energobloka PGU-450 Kaliningradskoy TETS-2. Teploenergetika. 2008;10: 52—60. (in Russian).
15. **СТО 59012820.27.100.004—2016.** Normy Uchastiya Parogazovykh i Gazoturbinnnykh Ustanovok v Normirovannom Pervichnom Regulirovanii Chastoty i Avtomaticheskom Vtorichnom Regulirovanii Chastoty i Peretokov Aktivnoy Moshchnosti. (in Russian).
16. **Konkurentnyy Otbor** Sub'ektov Elektroenergetiki, Okazyvayushchikh Uslugi po Nprch v Period s Yanvary po Iyun' 2019 g. [Elektron. Resurs] <http://so-ups.ru> (Data Obrashcheniya 18.03.2019). (in Russian).
17. **Postanovlenie** Pravitel'stva Respubliki Kazakhstan № 625. ot 19 Iyunya 2013 g. «Elektrosetevye Pravila». (in Russian).
18. **Osnovnye** Tekhnicheskie Trebovaniya k Parallel'no Rabotayushchim Energosistemam Stran SNG i Baltii. Metodika Opredeleniya Velichiny i Razmeshcheniya Rezervov Aktivnoy Moshchnosti dlya Tseley Regulirovaniya Chastoty i Peretokov [Elektron. Resurs] <http://so-ups.ru> (Data Obrashcheniya 18.03.2019). (in Russian).
19. **Protokol** № 28 ot 27 Oktyabrya 2005 g. Elektroenergeticheskogo Soveta SNG «Kontseptsiya Regulirovaniya Chastoty i Peretokov v Energoob'edinenii Stran SNG i Baltii». (in Russian).
20. **UCTE OH — Policy 1: Load-Frequency Control and Performance** [Elektron. Resurs] <https://www.entsoe.eu/> (Data Obrashcheniya 18.03.2019).
21. **Kuznetsov O.N., Chumachenko V.V.** Analiz Rezervov dlya Regulirovaniya Chastoty i Aktivnoy Moshchnosti. Vestnik MEI. 2013;5:53—60. (in Russian).
22. **Heckmann W.** Aggregated Units and Control Reserve: Control Reserve Market and Pre-qualification in Germany [Elektron. Resurs] <http://www.sirfn.net/> (Data Obrashcheniya 18.03.2019).

23. **Fallis A.G.** Grid Requirements on CCGT Plants [Электрон. ресурс] <http://www.cigre.org/> (дата обращения 18.03.2019).

24. **Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Издат. дом МЭИ, 2009.

25. **Kandiloros I., Ziras C., Vournas C.** Gas-turbine Stability Improvement Through a Compressed-air Chamber // Proc. VIII Mediterranean Conf. Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion. Italy, 2012.

26. **Li K.W.** Compressed Air Storage in Gas Turbine Systems // J. Engineering for Power. 1975. V. 97(4). Pp. 640—644.

23. **Fallis A.G.** Grid Requirements on CCGT Plants [Elektron. Resurs] <http://www.cigre.org/> (Data Obrashcheniya 18.03.2019).

24. **Tsanev S.V., Burov V.D., Remezov A.N.** Gazoturbinnye i Parogazovye Ustanovki Teplovykh Elektrostantsiy. M.: Izdat. Dom MEI, 2009. (in Russian).

25. **Kandiloros I., Ziras C., Vournas C.** Gas-turbine Stability Improvement Through a Compressed-air Chamber. Proc. VIII Mediterranean Conf. Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion. Italy, 2012.

26. **Li K.W.** Compressed Air Storage in Gas Turbine Systems. J. Engineering for Power. 1975;97(4):640—644.

Сведения об авторах:

Исингалеев Алибек Утеумович — аспирант кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», диспетчер филиала Казахской компании по управлению электрическими сетями Национального диспетчерского центра, г. Нур-Султан, Казахстан, e-mail: alibek.7@mail.ru

Кузнецов Олег Николаевич — кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: KuznetsovON@mpei.ru

Information about authors:

Isingaleev Alibek U. — Ph.D.-student of Power Electrical Systems Dept., NRU MPEI, Dispatcher at the Branch of the Kazakhstan Electricity Grid Operating Company National Dispatching Center, Nur-Sultan, Kazakhstan, e-mail: alibek.7@mail.ru

Kuznetsov Oleg N. — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Power Electrical Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: KuznetsovON@mpei.ru

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 28.03.2019

The article received to the editor: 28.03.2019