Применение водородно-кислородных парогенераторов для повышения надежности функционирования ЕЭС

В. И. Борзенко, А. И. Счастливцев и Н. И. Чухин
Объединенный институт высоких температур РАН, Ижорская ул., 13, стр.2, Москва 125412, Россия

E-mail: h2lab@mail.ru

Статья поступила в редакцию 24 декабря 2019 г.

Аннотация. В работе обсуждается применение водородно-кислородных парогенераторов для повышения надежности и эффективности парогазовых установок (ПГУ). Отмечен важный недостаток ПГУ: замедленная реакция ее паросиловой части на снижение частоты в энергосистеме, связанная с большой инерционностью котла-утилизатора. Для компенсации инерционности паросиловой части ПГУ предложено применение водородно-кислородных парогенераторов (ВКП), которые должны включаться при значительном понижении частоты. Для различных типов широко используемых в России ПГУ предложены соответствующие схемы подключения ВКП. Предложено использовать линейку ВКП различной мощности, которые можно использовать как поодиночке, так и в любом сочетании. Таким путем обеспечивается адекватная реакция на различные значения снижения частоты. Предусмотрены средства, которые, по мере увеличения производительности котла-утилизатора, обеспечивают как ступенчатое, так и плавное уменьшение общей мощности включенных ВКП. Показано, что ВКП, являясь достаточно мощным и быстро мобилизуемым источником энергии, в случае системной аварии могут быть применены для восстановления работоспособности как собственной ПГУ, так и иного оборудования энергосистемы.
https://doi.org/10.33849/2020106

1. ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в энергетике России происходило существенное наращивание генерирующих мощностей. Как видно из материалов отчетов ОАО «СО ЕЭС» [1] разница между вводом и выводом мощностей обгоняет рост выработки электроэнергии. Если мощность ЕЭС России за эти годы выросла на 9.51%, то выработка — только на 2.21%.

В тепловой энергетике ввод мощностей происходил, в основном, за счет строительства ПГУ, значительно более экономичных, чем паросиловые установки (ПСУ). Одновременно из эксплуатации выводилось выработавшее ресурс неэкономичное паросиловое оборудование. Доля мощности газотурбинных установок (ГТУ) и (преимущественно) ПГУ в ЕЭС России за эти годы выросла с 3.6% до 16.4%.

С точки зрения динамики участия в регулировании частоты ПГУ имеют меньшие возможности, чем ПСУ. Если для ПСУ допустимо практически мгновенное изменение мощности в пределах 5% путем перемещения регулирующих клапанов паровой турбины (ПТ), то для газовой турбины (ГТ), работающей при существенно более высоких температурах, изготовитель оборудования накладывает ограничение на допустимую скорость изменения нагрузки. В значительно большей степени физически ограничена скорость изменения мощности ПТ ПГУ, что связано с большой инерционностью котла-утилизатора (КУ), а также тем, что для повышения экономичности ПТ, имеющая дроссельное парораспределение, постоянно работает с полностью открытыми клапанами. Показатели инерционности ПТ ПГУ практически на порядок превышают инерционность турбины паросилового энергоблока. Таким образом, почти треть мощностей ПГУ не может участвовать в быстром увеличении частоты.

Технологической особенностью ПГУ является также снижение максимальной мощности при повышении температуры воздуха.

Казалось бы, увеличение отношения генерирующей мощности к выработке электроэнергии должно привести к уменьшению вероятности снижения частоты ниже нормативного уровня. Однако, реальная картина обратная: именно в 2013–2015 годах увеличилась общая длительность работы ЕЭС с частотой менее 49.95 Гц и произошло по одному случаю длительного, более 15 минут, снижения частоты, что является нарушением требований Стандарта ОАО «СО ЕЭС» [2]. Наиболее значительные колебания отмечаются в летний период.

Видимы, по меньшей мере, четыре объективные причины «уязвимости» энергосистемы в летний период:

1. Проведение ремонтной кампании;
2. Увеличение электропотребления кондиционеров и холодильных установок;
3. Снижение максимальной мощности ПГУ;
4. Замедленная реакция ПГУ на понижение частоты в энергосистеме.

Так, на причины 2 и 3 прямо указано в отчете ОАО «СО ЕЭС» за 2015 год, когда повышение температуры воздуха на значительной территории одновременно привело к тому, что непрогнозируемое увеличение потребляемой мощности ТЭС достигло 2400 МВт, а ограничение генерирующей мощности ТЭС составило 1200 МВт.

Существует и субъективная причина. Конкурирующие собственники тепловых электростанций (ТЭС) стараются поддерживать мощность ПГУ, как наиболее экономичного оборудования, вблизи технологического максимума, соответствующего также максимуму КПД. На паросиловом оборудовании наиболее экономичные энергоблоки также максимально загружают, а менее экономичные останавливают в резерв.

Одним из путей решения проблемы является повышение маневренности ПГУ в направлении быстрого увеличения мощности.

Возможность быстрого изменения мощности ПГУ только за счет традиционного воздействия на расход топлива приводит к перерегулированию ГТ. Это вид-

но из приведенных в [3] графиков переходных процессов для ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2. Указанная ПГУ состоит из двух ГТУ мощностью по 158 МВт, двух КУ и паровой турбины мощностью 150 МВт. При требовании увеличения мощности на 10% за первые 150 с переходного процесса мощность каждой ГТУ увеличивается на 23 МВт, а перерегулирование достигает максимума в 4.6 МВт. Одновременно мощность ПТ увеличивается лишь на 3—5 МВт. Заканчивается переходный процесс за 5 минут. Таким образом, для быстрого увеличения мощности требуется постоянная эксплуатация энергоблока с пониженной нагрузкой. Если ПГУ участвует в нормированном первичном регулировании частоты, то в дополнение к резерву, например, в 10% номинальной мощности необходим резерв на перерегулирование: 9.2 МВт для двух ГТУ и 4.3 МВт для ПТ. В сумме это 13.5 МВт избыточного резерва, что весьма невыгодно собственнику ПГУ, поскольку стоимость установки 1 МВт ПГУ в России достигает 1 млн $.

Кроме того, использование перерегулирования снижает ресурс технологического оборудования и регулирующих органов, что увеличивает затраты на проведение ремонтных работ.

2. ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРОДНО-КИСЛОРОДНЫХ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ

Избавиться от необходимости поддержания избыточного резерва и обеспечить хорошие динамические характеристики регулирования мощности ПГУ возможно путем подачи дополнительного пара от водородно-кислородных парогенераторов (ВКП) на вход ПТ ПГУ [3, 4]. Применение ВКП может почти в полтора раза увеличить первоначальную реакцию ПГУ на понижение частоты.

Разработкой ВКП высокого давления мегаваттного уровня мощности занимается ОИВТ РАН. Специалисты ОИВТ РАН совместно с ОАО КБХА (Конструкторское бюро химической автоматики) создали ряд ВКП различной мощности [4–7], в частности, тепловой мощностью 10 и 25 МВт. Последний является наиболее современной и эффективной разработкой. К настоящему времени на экспериментальном образце ВКП мощностью до 25 МВт(т) проведено более 20 пусков. При инспекционной разборке образца никакие повреждения не обнаружены.

С точки зрения участия в регулировании мощности важнейшим свойством ВКП является быстрый пуск с выходом на режим, близкий к номинальному, менее чем за 10 с (рисунок 1). Другим существенным свойством является простота регулирования температуры генерируемого пара, которая определяется количеством впрыскиваемой балластирующей воды. Это позволяет избежать температурных напряжений при подаче пара от ВКП на вход ПТ.

Безопасность применения ВКП для парогазовых энергоблоков показана в [3]. Отмечено, что при правильном расположении основного оборудования и хранилищ водорода и кислорода, опасность возгораний и взрывов при возникновении нештатных ситуаций сведена к минимуму, при этом, даже в случае их возникновения повреждение основного оборудования электростанции исключено.

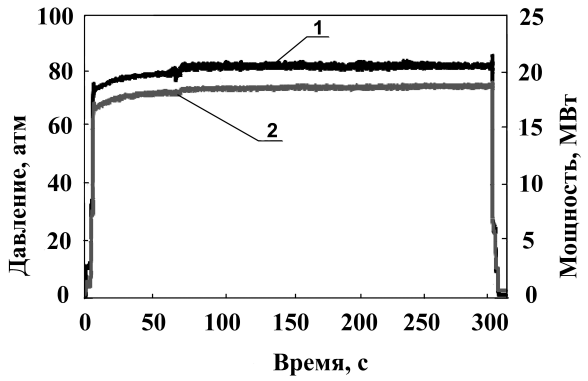

Рисунок 1. Экспериментальные динамические характеристики ВКП тепловой мощностью до 25 МВт.

Главной проблемой интеграции ВКП с ПТ является сложность достижения полного сгорания H_2 в O_2 при стехиометрическом соотношении компонентов. В настоящее время в ОИВТ РАН за счет подачи избыточного кислорода достигнут показатель полноты сгорания водорода более 99%. Суммарное количество непрореагировавших газов в генерируемом паре может достигать 2% (об.).

Характерным свойством ВКП являются его очень малые массогабаритные характеристики: удельный объем установки менее 10^{-3} м^3/МВт. Малые габариты определяют и относительно небольшие капитальные затраты на создание установок с ВКП. Большая часть затрат приходится на систему хранения газов. В [3] предусмотрены также значительные затраты на установку электролизера. Годовая продолжительность работы ВКП оценена в 300–400 часов.

Однако реальная потребность работы ВКП по данным ОАО «СО ЕЭС» составила порядка 6 часов как в 2014, так и в 2015 годах. Потребность в использовании ВКП весьма неравномерна. В осенне-зимний период — суммарно в течение месяца потребность составляла от 0 до 28 минут. В теплое время — от 1.5 до 2.5 часов. ВКП имеет смысл включать при достаточно значительных снижениях нагрузки на время порядка 5–7 минут, достаточное для окончания переходного процесса увеличения мощности ПТ. С учетом этого затраты на создание дополнительного высокоманевренного парогенерирующего оборудования на основе ВКП оцениваются в 150 $/кВт электрической мощности. Если учесть, что сама требуемая дополнительная электрическая мощность не превышает 10% мощности ПГУ, увеличение капитальных затрат в ПГУ при включении в ее состав парогенерирующего оборудования на основе ВКП составит порядка 1.5%.

Рассмотрим наиболее распространенный парогазовый энергоблок мощностью 450 МВт.

Дополнительная электрическая мощность ΔN_{add}, которую можно получить при подключении к паропроводам от КУ одного ВКП тепловой мощностью 25 МВт(т) и двух ВКП мощностью по 10 МВт(т), рассчитывается:

$$\Delta N_{\text{add}} = N_{\text{T}}\eta_{\text{t}}\eta_{\text{e.g.}}, \qquad (1)$$

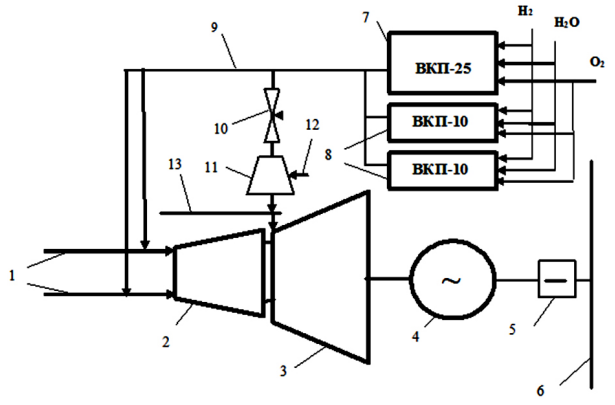

Рисунок 2. Технологическая схема подключения ВКП к ПТ ПГУ-450. 1 — паропроводы высокого давления от котлов-утилизаторов; 2 — часть высокого давления ПТ; 3 — часть среднего-низкого давления ПТ; 4 — генератор; 5 — выключатель; 6 — линия 6 кВ; 7 — водородно-кислородный парогенератор (ВКП) мощностью 25 МВт(т); 8 — ВКП мощностью 10 МВт; 9 — линии подачи пара от ВКП в паропроводы высокого давления; 10 — регулирующий клапан линии подачи пара от ВКП в часть среднего-низкого давления ПТ; 11 — редукционно-охладительная установка (РОУ); 12 — линия подачи воды; 13 — линия подачи пара от котла-утилизатора в часть среднего-низкого давления ПТ.

где: N_{T} — тепловая мощность ВКП ($N_{\mathrm{T}} = 25 + 2 \times 10$); η_{t} — КПД турбины Т-150-7.7 ($\eta_{\mathrm{t}} = 0.338$); $\eta_{\mathrm{e.g.}}$ — КПД генератора ТЗФП-160-2УЗ ($\eta_{\mathrm{e.g.}} = 0.985$).

Из (1) получаем $\Delta N_{\mathrm{add}} = 14.98$ МВт.

Стоимость дополнительного высокоманевренного парогенерирующего оборудования на основе ВКП в соответствии с приведенными выше оценками составляет порядка 2.25 млн \$, что соответствует 17% затрат на ранее указанную избыточную резервную мощность в 13.5 МВт. Это касается только капитальных затрат.

Фактически при указанных затратах на дополнительное оборудование с ВКП собственник, избавившись от необходимости поддержания избыточного резерва, сможет дополнительно поставлять на рынок указанную мощность. Схема подключения ВКП к ПТ показана на рисунке 2.

Для повышения маневренности энергоблоков мощностью 235 МВт актуально создание ВКП мощностью порядка 50–60 МВт(т). Однако, его разработка, испытания и доводка потребует значительных финансовых затрат и времени. Промежуточным (менее эффективным) решением может быть использование трех ВКП мощностью по 10 МВт(т), два из которых рассчитаны на давление пара в 7.7 МПа, а один — на давление 3 МПа, с подключением последнего через редукционно-охладительную установку (РОУ) к трубопроводу низкого давления ПТ (рисунок 3). Это давление при номинальной мощности составляет 2 МПа. Рассмотрим теперь возможность использования ВКП для повышения маневренности более современных ПГУ. Наибольшее распространение в России получили мощные ПГУ Siemens и GE. Такие ПГУ включают в свой состав одну

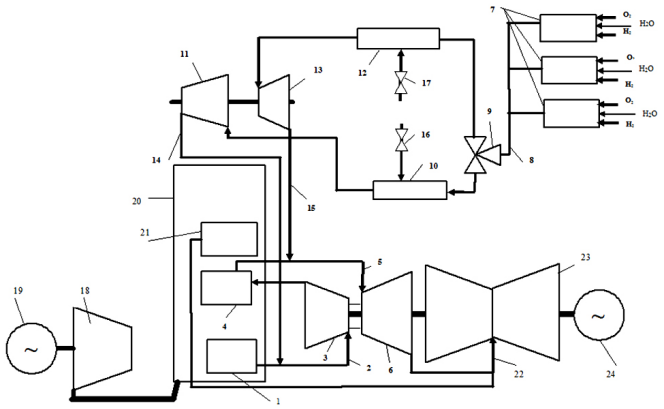

Рисунок 3. Технологическая схема подключения ВКП к ПТ ПГУ-420. 1 — контур высокого давления КУ; 2 — паропровод высокого давления КУ; 3 — часть высокого давления ПТ; 4 — контур среднего давления КУ с пароперегревателем; 5 — паропровод среднего давления КУ; 6 — часть среднего давления ПТ; 7 — ВКП; 8 — коллектор пара от ВКП; 9 — распределительный запорно-регулирующий клапан; 10 — впрыскивающий пароохладитель 1; 11 — паровой компрессор; 12 — впрыскивающий пароохладитель 2; 13 — вспомогательная турбина; 14 — паропровод от парового компрессора; 15 — паропровод от вспомогательной турбины; 16,17 — регулирующие клапаны впрыска в пароохладители 1 и 2; 18 — газовая турбина; 19 — генератор газовой турбины; 20 — КУ; 21 — контур низкого давления КУ; 22 — паропровод низкого давления; 23 — часть низкого давления ПТ; 24 — генератор ПТ.

ГТ, один КУ и одну ПТ. Суммарная мощность турбин составляет порядка 420 МВт, мощность ПТ типа SST5-3000 Siemens AG — 135 МВт. КПД ПГУ достигает 58%. Для ПТ характерны высокий КПД (39.8%) и существенно большее давление пара перед ЦВД, чем для приведенной выше паровой турбины энергоблока мощностью 450 МВт. Так в ПГУ мощностью 424 МВт Siemens на базе ГТ типа SGT5-4000F и ПТ типа SST5-3000 давление пара перед цилиндром высокого давления ПТ достигает 12.4 МПа при температуре 565 °С. Существующие ВКП не рассчитаны на такое давление. Создание ВКП высокого давления нецелесообразно ввиду существенного снижения возможного отбора водорода и кислорода из стандартных баллонов, рассчитанных на давление 20 МПа.

Наиболее простым решением является подключение ВКП к паропроводу среднего давления от КУ к ПТ (рисунок 4). Давление в этом паропроводе при номинальной мощности составляет ~ 3 МПа. Перепад давления в цилиндре высокого давления (ЦВД) ПТ относительно небольшой. За счет промежуточного перегрева пара его температура повышается до 565 °С. Соответственно не слишком высоки потери мощности из-за подключения ВКП к паропроводу среднего давления. При этом дросселирование пара должно быть исключено. Решение задачи облегчается тем, что в существующих экспериментальных образцах ВКП мощностью 10 и 25 МВт(т) давление 3 МПа достигается на пусковом режиме и для оптимизации конструкции под это давление потребуется лишь небольшая ее доработка и перенастройка системы управления.

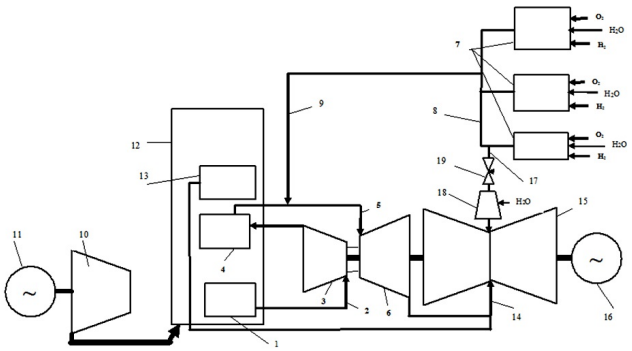

Рисунок 4. Технологическая схема подключения ВКП к паропроводу среднего давления ПТ ПГУ-420. 1 — контур высокого давления КУ; 2 — паропровод высокого давления КУ; 3 — часть высокого давления ПТ; 4 — контур среднего давления КУ с пароперегревателем; 5 — паропровод среднего давления КУ; 6 — часть среднего давления ПТ; 7 — ВКП различной мощности; 8 — коллектор пара от ВКП; 9 — линия подачи пара от ВКП в паропровод среднего давления ПТ; 10 — газовая турбина; 11 — генератор газовой турбины; 12 — КУ; 13 — контур низкого давления КУ; 14 — паропровод низкого давления; 15 — часть низкого давления ПТ; 16 — генератор ПТ; 17 — линия отвода пара от ВКП в часть низкого давления ПТ; 18 — редукционно-охладительная установка (РОУ); 19 — регулирующий клапан.

Расчеты показали, что применение двух ВКП мощностью по 10 МВт(т) и одного мощностью 25 МВт(т) обеспечивает увеличение генерируемой мощности ПТ ПГУ на 13.7 МВт, то есть, практически на 10% ее номинальной мощности. Режим переключений ВКП по мере увеличения паропроизводительности КУ полностью совпадает с приведенным выше для ПГУ-450.

Таким образом, данное решение существенно эффективнее предыдущего и не требует дополнительного крупногабаритного оборудования. Кроме того, применение ВКП пониженного давления позволяет полнее использовать емкости хранения водорода и кислорода.

3. ВЫВОДЫ

1. С целью синхронизации процессов увеличения мощности паровой и газовой турбин ПГУ предложено применение дополнительного высокоманевренного парогенерирующего оборудования на основе водородно-кислородных парогенераторов (ВКП) для доставки дополнительного пара в паровую турбину.
2. Для выполнения требования быстрого увеличения мощности ПТ ПГУ предложен режим одновременного включения группы ВКП и их последовательного отключения по мере увеличения паропроизводительности котла-утилизатора.
3. Показано, что применение ВКП исключает необходимость поддержания избыточного резерва мощности ПГУ.
4. Разработаны и проанализированы варианты схемы подключения ВКП к наиболее широко применяемым в энергетике России типам ПГУ.
5. Показана целесообразность расширения ряда мощностей линейки ВКП с давлением пара ~ 7.7 МПа, а также модернизированной линейки ВКП с давлением ~ 3 МПа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Отчеты о функционировании ЕЭС России в 2010–2015 годах URL `http://so-ups.ru/index.php?id=ups_reports`
2. Биленко В А, Маневская О А и Меламед А Д 2008 *Теплоэнергетика* **10** 52–60
3. Шапиро В И, Малышенко С П и Реутов Б Ф 2011 *Теплоэнергетика* **9** 35–40
4. Малышенко С П, Пригожин В И и Рачук В С 2009 *Современное машиностроение* **2–3(8–9)** 54–59
5. Schastlivtsev A I and Borzenko V I 2017 *J. Phys.: Conf. Ser.* **891** 012213
6. Малышенко С П, Пригожин В И, Савич А Р, Счастливцев А И, Ильичев В А и Назарова О В 2012 *ТВТ* **50** 820–829
7. Malyshenko S P, Rachuk V S, Prigozin V I, Gryaznov A N, Nazarova O V and Schastlivtsev A I 2008 Hydrogen steam generators for stationary energy applications *17th World Hydrogen Energy Conference.15–19 June 2008. CD-ROM* (Brisbane. Australie.: International Association for Hydrogen Energy)