



На Минской ТЭЦ-2 введены парогазовые установки на базе SGT-600 Siemens

In brief

Combined cycle power stations on the base of Siemens SGT-600 gas turbine plants were put into operation on the site of Minskaya TETs.

After power plants commissioning the efficiency and reliability of electric and thermal power supply to the customers in central part of the city were increased. Gas turbine plants, heat recovery steam generators were installed in the new building. The station consists of two Siemens SGT-600 gas turbine plants each rated at 24.77 MW, two CB-7.5-3.43/0.83/0.12 steam turbines supplied by Luoyang Generating Equipment, vertical Q-235/541-32-3.6/435 steam recovery steam generators manufactured by AE&E Nanjing Boiler.

А. Н. Золотухин – ООО «Сименс»

Д. А. Капралов – ООО «Турбомашинны»

В ходе реализации проекта на Минской ТЭЦ повышена эффективность выработки электроэнергии и надежность теплоснабжения потребителей центральной части города. Энергоблоки работают в параллель с энергосистемой. Газотурбинные установки, котлы-утилизаторы, паровые турбины, вспомогательное оборудование смонтированы во вновь построенном здании на территории Минской ТЭЦ-2.

В Беларуси полным ходом идет модернизация энергетики с применением современных газотурбинных и парогазовых технологий. Проекты реализуются в ходе выполнения государственной программы, при этом активно привлекаются иностранные компании. Строительство инвестируется зарубежными банками под гарантии правительства Республики Беларусь.

Минская ТЭЦ-2 является структурным подразделением филиала минских тепловых сетей РУП «Минскэнерго». Первая очередь Минской ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1934 г. Из-за отсутствия тепловых сетей она обеспечивала своих потребителей лишь электроэнергией. На ТЭЦ были установлены турбины П-12-36/6 (Siemens-Schuckert) и турбина К-4/13-320 (Skoda), изготовленные в 1927 г.

Во время Великой Отечественной войны на станции был нанесен огромный ущерб, но уже в конце октября 1945 г. она была возрождена

в довоенном объеме. В послевоенный период по контрибуции была поставлена и введена в эксплуатацию турбина Т-15-36/3 (Wumag), изготовленная в 1941 г. Начался отпуск тепловой энергии потребителям Минска. Развитие ТЭЦ-2 как полноценной теплоэлектроцентрали завершилось в 1986 г.

ТЭЦ-2 расположена в центральной части г. Минска и является основным источником электро- и теплоснабжения предприятий промышленного сектора и потребителей жилищно-коммунальной сферы центрального района города.

ТЭЦ обеспечивает около 14 % потребностей Минска в тепловой энергии. Она также является важным генерирующим и распределительным источником электрической мощности в энергоемком узле центрального района города.

Паротурбинные агрегаты (общей установленной электрической мощностью 29 МВт) и паровые котлы, введенные в 1940-50-х гг.,

отработали более 300 тыс. часов. В результате износ основного оборудования приближался к максимально допустимому уровню. Однако фактическая подключенная тепловая нагрузка и невозможность ее перераспределения на другие источники теплоснабжения не позволяют закрыть станцию.

В 2007 г. в рамках реализации инвестиционного проекта реконструкции Минской ТЭЦ был заключен контракт с Китайской национальной корпорацией по зарубежному экономическому сотрудничеству на поставку двух парогазовых установок по 32,5 МВт. Финансирование осуществлялось, в том числе, за счет льготного займа Правительства КНР, предоставленного Экспортно-импортным банком Китая, в размере около \$47 млн. Общая стоимость реконструкции станции составила \$77,08 млн.

Проект масштабной реконструкции реализован на территории действующей станции. Он включал как модернизацию существующего оборудования, которое частично оставалось в эксплуатации, так и установку новых, современных генерирующих мощностей.

При реконструкции ТЭЦ сохранена без изменений существующая котельная в составе трех водогрейных котлов ПТВМ-100 и одного – КВГМ-100 производительностью по 100 Гкал/ч, а также насосная станция подачи сетевой воды потребителям.

В существующем главном корпусе ТЭЦ запланирована реконструкция парового котла (№ 8) Е-105-39/440 ГМ производительностью 98 т/ч (давление пара 3,8 МПа; температура питательной воды 104 °С, перегрева пара 440 °С) в соответствии с действующими нормативами, а также технологических схем, обеспечивающих жизнедеятельность ТЭЦ. При этом будет полностью модернизирована система управления реконструированного оборудования.

Основной же частью реконструкции стала установка на площадке ТЭЦ-2 двух новых парогазовых энергоблоков электрической мощностью по 32,5 МВт на базе газотурбинных установок SGT-600 (рис. 1) производства Siemens Industrial Turbomachinery AB (Швеция).

Генеральным поставщиком комплекса оборудования ПГУ является Китайская национальная корпорация по зарубежному экономическому сотрудничеству. Генпроектировщиком выступила Северокитайская энергетическая инженеринговая компания (NPCE).

РУП «БелНИПИэнергопром» выполнило проектную документацию по разделам, не вошедшим в обязанности китайской стороны, – архитектурно-строительный, связь и сигнали-

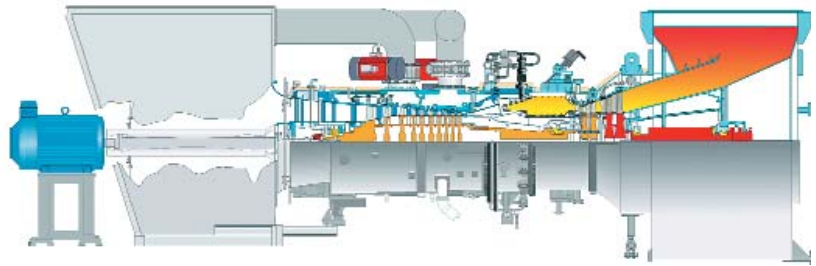


Рис. 1.
Газотурбинный двигатель SGT-600

зация, автомобильные и железные дороги, инженерные сети и коммуникации, эстакады технологических трубопроводов, освещение и заземление, благоустройство и др. Генподрядчик проекта – РУП «Белэнергострой».

Помимо газотурбинных установок Siemens, в состав ПГУ входят:

- две паровые турбины СВ-7,5-3,43/0,83/0,12 (Luoyang Generating Equipment);
- котлы-утилизаторы Q-235/541-32-3,6/435 (AE&E Nanjing Boiler) – вертикальные, самонесущие;
- дожимная компрессорная установка 2D32-58,5/12-24,5 (Sichuan Jinxing Compressor Manufacturing).

Применяемое передовое оборудование позволяет значительно снизить потребление топливного газа при производстве энергии и улучшить экологию.

Новый корпус, где установлены два блока ПГУ, построен недалеко от существующего здания ТЭЦ. В этом же корпусе размещается вновь введенное оборудование химводоподготовки для подпитки котлов всей станции обесолненной водой. Строительные работы по реконструкции ТЭЦ начались в январе 2009 г.,

Газотурбинный энергоблок в звукоизолированном контейнере



а в 2011 г. осуществлена наладка и ввод в эксплуатацию парогазовых энергоблоков. В реализации проекта участвовали различные белорусские компании – «Белэнергозащита», «Белэнергоремналадка», «Центроэнергомонт» и др. В ходе строительно-монтажных работ использовались материалы белорусского производства.

Парогазовая установка

Выходящие из газотурбинной установки газы температурой 542 °С поступают в паровой котел-утилизатор паропроизводительностью 32 т/ч. Котел-утилизатор – одного давления, с естественной циркуляцией, без дожигания, вертикальной компоновки. Давление острого пара – 3,7 МПа, температура перегрева – 440 °С. После парового контура по ходу газов в котле располагается газовойодяной подогреватель расчетной тепловой мощностью 12 МВт для подогрева сетевой воды. Уходящие дымовые газы выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу котла-утилизатора. Для каждого котла установлена дымовая труба диаметром 2,8 м и высотой 40 м. Температура уходящих газов составляет 114 °С.

Питательный коллектор КУ секционирован, предусмотрено три электрических питательных насоса, в том числе два рабочих и один резервный. Производительность каждого из них составляет 110 % потребляемой воды. Каждый насос обеспечивает питательной водой один котел-утилизатор. Трубопровод питательной воды – индивидуальный и коллекторный, с переключением.

КВОУ
газотурбинной установки

Паровой
котел-утилизатор
Q-235/541-32-3,6/435

Перегретый пар давлением 3,43 МПа и температурой 435 °С поступает в противодавленную паровую турбину одного давления, с производственным отбором, электрической мощностью 7,5 МВт. Турбина рассчитана на расход пара в «голову» до 62,5 т/ч, при этом количество отбираемого пара давлением 0,7 МПа составляет до 30 т/ч, выход пара – около 32,5 т/ч с давлением 0,12 МПа. Паротурбинная установка укомплектована электрогенератором с воздушным охлаждением, выдающим мощность на напряжении 10,5 кВ.

Таким образом, в теплофикационном режиме пар из котлов-утилизаторов и из существующего котла № 8 старой части ТЭЦ объединяется в коллекторе и по его секциям подается к двум паротурбинным установкам. В летний период работа энергетического котла не предусматривается. Между входным паропроводом турбины и сетевым подогревателем установлена паровая байпасная система расходом 32 т/ч. Она балансирует расходы пара между КУ и турбиной в процессе пуска ПТ и с высоким быстродействием направляет острый пар в подогреватель теплосети, чтобы избежать превышения давления в барабане котла.

Производственный пар, выходящий из отборов двух турбин, объединяется и подается внешним потребителям. Чтобы обеспечить надежность тепловой нагрузки производственного пара круглосуточно, на ТЭЦ предусмотрена редуционно-охлаждающая установка (P = 3,82/0,7 МПа; t = 440/280 °С; Q = 60 т/ч) в качестве резервного источника производственного пара.



Во всем диапазоне температур наружного воздуха сетевая вода, проходя через подогреватели на выходе котлов-утилизаторов и сетевые подогреватели ПТ, направляется к потребителям. Тепловые нагрузки зоны теплоснабжения Минской ТЭЦ-2 на период 2015 г. представлены в *табл. 1*.

Для обеспечения ГТУ природным газом требуемого давления установлена дожимная компрессорная станция. Она состоит из трех дожимных газовых компрессоров (два рабочих, один резервный) производительностью по 10 000 м³/ч. Поршневые двухступенчатые компрессоры – электроприводные. ДКС повышает давление газа с 0,3 до 2,4 МПа.

Дожимные газовые компрессоры и все оборудование, обеспечивающее их работу, размещаются в отдельном здании ДКС (27x47 м). Производительность каждого компрессора составляет 120 % от расхода одной газовой турбины.

Основным видом топлива на ТЭЦ является газ, в качестве резервного используется мазут. Газотурбинное дизельное топливо планируется использовать в качестве аварийного для газовых турбин. Для этого предусмотрено хозяйство дизельного топлива, куда входит насосная (9x30 м) и склад топлива с двумя наземными металлическими резервуарами объемом по 1000 м³.

Максимальный расход дизельного топлива для двух турбин составит 18,34 т/ч, а с учетом рециркуляции – 20,2 т/ч.

Для обеспечения смазочным маслом газовых и паровых турбин, а также дожимных компрес-

Табл. 1. Тепловые нагрузки зоны теплоснабжения Минской ТЭЦ-2 на 2015 г.

Тепловые нагрузки	Максимальная зимняя	Летняя
Отпуск пара внешним потребителям (давление пара 0,7 МПа), т/ч	22	13
Отпуск тепла, Гкал/ч, в том числе на горячее водоснабжение, Гкал/ч	420 52	48 42

соров топливного газа построен склад для хранения масла в таре общей емкостью 3 тонны.

Система управления электростанции Webfield ECS-100 (разработки и производства Supcon Technologies) выполнена на элементной базе Siemens. Управление всем оборудованием ПГУ осуществляется с блочного щита управления.

АСУ ТП работает в реальном времени, и оператор, используя входящие в систему аппаратные и программные средства, обеспечивает эффективное управление технологическим объектом.

Аппаратные и программные средства системы позволяют практически полностью отказаться от оперативных и неоперативных панелей и пультов, вторичных приборов и т.д. и организовать оперативный контроль и управление технологическим объектом с автоматизированных рабочих мест (АРМ). Все защиты, блокировки, сигнализация и необходимая логика реализованы программным путем. Система управления – распределенная, многофункциональная, многоуровневая, программируемая.

Принципиальная схема парогазовой установки представлена на *рис. 2*.

Центральный щит управления станцией



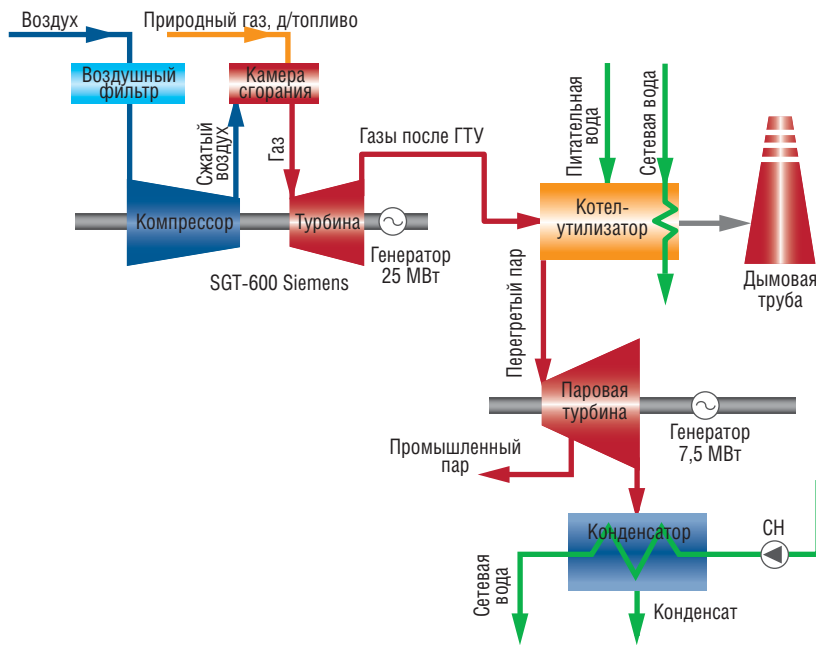


Рис. 2. Принципиальная схема парогазовой установки ПГУ-32,5

Газотурбинный агрегат SGT-600

Парогазовые установки созданы на основе надежных, эффективных и экологических газовых турбин SGT-600. Характеристики ГТУ представлены в табл. 2. Газотурбинный агрегат SGT-600 является двухвальной установкой со свободной силовой турбиной. Ротор компрессора и ротор двухступенчатой турбины компрессора, соединенные болтами, образуют первый вал, который установлен в двух стандартных гидродинамических сегментных подшипниках.

Двухступенчатая силовая турбина образует другой модуль. Ее ротор установлен в двух подшипниках такого же типа, что и подшипники ротора газогенератора.

Компрессор – десятиступенчатый, осевой, со сварным ротором. Степень повышения давления в компрессоре – 14. Компрессор оснащен двумя антипомпажными клапанами (окнами перепуска) после второй и пятой ступеней. Первые два входных направляющих аппарата – регулируемые. Все лопатки имеют антикорро-

зийное покрытие, за исключением рабочих лопаток первой ступени, изготавливаемых из титана.

Камера сгорания турбины SGT-600 с системой сухого подавления вредных выбросов (DLE) характеризуется простой и надежной конструкцией. В ней используется конвективно-пленочное охлаждение. Кольцевая камера сгорания оснащена 18 горелками.

КС не содержит движущихся частей, управление процессом подачи топлива осуществляется только с помощью двух регулирующих клапанов пилотного и основного топливного газа. При работе турбины на частичных режимах функционируют все горелки, в то время как в некоторых других газовых турбинах используется только их часть (потенциальный риск возбуждения колебаний лопаток турбины).

В связи с тем что параметры управления КС не изменяются с течением времени, отсутствует необходимость ее периодической настройки. Все это является существенным преимуществом низкоэмиссионной камеры сгорания турбины SGT-600.

Стабильность процесса горения и низкий уровень эмиссии на различных нагрузках поддерживаются только двумя параметрами – коэффициентом пилотного топливного газа и количеством перепускаемого воздуха в КС. В результате содержание NO_x удерживается на уровне менее 25 ppm (при 15 % O_2) при работе на газообразном топливе, что является существенным фактором при размещении электростанции в черте города.

Турбина компрессора состоит из двух ступеней. Рабочие и сопловые лопатки обеих ступеней имеют защитное (антиоксидантное) покрытие. Для обеспечения высокой эффективности турбины рабочие лопатки обеих ступеней снабжены бандажными аэродинамическими полками. Сопловые лопатки первой ступени для снижения утечек охлаждающего воздуха объединены в пакеты – по две лопатки в каждом. Силовая турбина – двухступенчатая, свободная, с номинальной частотой вращения 7700 об/мин.

Энергетическая установка включает в себя четырехполюсный генератор типа AMS, приводимый силовой турбиной через понижающий редуктор с параллельными валами. Генератор имеет простую и прочную конструкцию с явнополюсным ротором со сплошными полюсными пластинами и вращающимся бесщеточным возбудителем. Конструкция генератора AMS апробирована во многих энергетических установках с применением ГТУ SGT-600.

Табл. 2. Рабочие характеристики SGT-600 (ISO), топливо – природный газ

Параметры	Значение
Мощность на клеммах генератора, МВт	24,77
КПД, %	34,2
Степень повышения давления воздуха в компрессоре	14
Массовый расход выхлопных газов, кг/с	80,4
Температура газов на выходе из двигателя, °С	543
Требуемое давление топливного газа, МПа	2,45±0,05
Скорость вращения силовой турбины, об/мин	7 700

Комплектная газовая турбина монтируется на общей фундаментной раме, в которую встроены масляный бак. Все вспомогательные системы, включая пусковой электродвигатель и редуктор, также смонтированы на раме.

Рама газовой турбины крепится болтами к раме генератора, образуя блок сухой массой 160 т, устанавливаемый с одного подъема.

Модульность, малое количество комплектующих и их продолжительный срок службы, удобство и простота контроля обеспечивают длительный межремонтный ресурс и низкие затраты на техническое обслуживание.

Результаты проекта, развитие белорусской энергетики

В ходе комплексного опробования парогазовых энергоблоков (с включением ДКС, оборудования питательно-деаэрационной установки, системы циркуляционной воды и других основных систем) были полностью подтверждены все расчетные характеристики станции. Гарантийные испытания по проектным показателям работы энергоблоков были проведены в течение двух месяцев.

С вводом ПГУ электрическая мощность ТЭЦ повысилась до 65 МВт, количество вырабатываемой тепловой энергии увеличилось на 52 Гкал/ч. После реконструкции станция будет ежегодно вырабатывать 400 млн кВт·ч электроэнергии и 1,3 млн Гкал тепла. Основ-

Табл. 3. Основные технико-экономические показатели двух ПГУ-32,5 Минской ТЭЦ-2

Параметры	Значение
Установленная мощность, МВт	65
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч	161,6
на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал	166,9
Годовая экономия топлива, т у.т.	63503
Годовой системный экономический эффект, млн \$	15,5
Себестоимость отпускаемой продукции:	
- электроэнергии, BYR*/кВт·ч	169,8
- тепловой энергии, BYR*/Гкал	175 263,3
Капитальные вложения, млн \$	77,08
в том числе китайская часть, млн \$	47,0

* Курс белорусского рубля: 10 000 BYR = 36 р. РФ на февраль 2012 г.

ные технико-экономические показатели двух ПГУ-32,5 Минской ТЭЦ-2 представлены в табл. 3. Проведенные работы позволят экономить ежегодно около 50 тыс. тонн условного топлива. Применение высоконадежной газотурбинной техники и современных парогазовых технологий обеспечивает длительную работу станции с высоким КПД.

В период 2012–2015 гг. компания «Белэнерго» планирует ввести 3150 МВт новых электрических мощностей вместо 2336 МВт устаревших. В их числе – парогазовые энергоблоки на Лукомльской и Березовской ГРЭС мощностью по 420 МВт, с применением оборудования Siemens. **Д**

Новости

Siemens получила первый заказ на поставку SGT-750.

Контракт подписан с компанией Wingas GmbH, которая эксплуатирует сеть газопроводов общей протяженностью 2500 км на территории Германии.

Энергоблок SGT-750 мощностью 36 МВт будет установлен на площадке компрессорной станции Lubmin, построенной на выходе газопровода «Северный поток». Вырабатываемая электроэнергия будет передаваться в сеть, тепловая – использоваться для подогрева газа, температура и давление которого снижается при транспортировке по дну моря.

В рамках контракта Siemens поставит оборудование, выполнит строительно-монтажные и пусконаладочные работы.



На Крымском содовом заводе строится газотурбинная мини-ТЭС.

Предприятие реализует комплексную программу энергосбережения. Доля энергоресурсов в себестоимости основной продукции завода составляет около 70 %. Поэтому решено создать непосредственно на предприятии современную ТЭС на базе газовой турбины SGT-400 производства Siemens мощностью 14,4 МВт. Котел-утилизатор поставит ООО «Висманн» (г. Киев). Сброс пара от котла-утилизатора осуществляется в коллектор пара существующей котельной.

Очистку, сжатие газа и подачу топлива к турбине обеспечит система газоподготовки компании «Энергаз». В ее составе – блок подготовки газа GS-FME-1700/3 и две дожимные компрессорные установки Enerproject EGSI-S-180/800WA производительностью по 5000 м³/ч. Поставку, шеф-монтаж и пусконаладку системы проведут специалисты ООО «Энергаз» (Enerproject group).

Этот инвестиционный проект, завершить который планируется в декабре текущего года, позволит практически полностью обеспечить производственные мощности завода собственной электроэнергией. Комплексное проектирование мини-ТЭС содового завода осуществляет ОАО «ДнепрВНИПИЭнергопром».

Крымский содовый завод расположен на севере полуострова в г. Красноперекоске, введен в действие в 1973 году. Проектная мощность завода – 698 тыс. тонн продукции в год. Предприятие обеспечивает около 80 % потребностей внутреннего рынка Украины и 2,5 % – мирового рынка кальцинированной соды.