

---

---

УДК 620.9

## СОПОСТАВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО КРИТЕРИЮ ТОПЛИВНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

© 2025 г. М. Д. Дильман<sup>1, \*</sup>, С. П. Филиппов<sup>1, \*\*</sup>

<sup>1</sup>*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия*

*\*e-mail: inei1985@mail.ru*

*\*\*e-mail: fil@eriras.ru*

Поступила в редакцию 04.02.2025 г.

После доработки 24.02.2025 г.

Принята к публикации 28.02.2025 г.

Сделаны оценки энергетической эффективности комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на базе газотурбинной и парогазовой технологий по сравнению с паросиловыми установками, а также раздельной выработкой на конденсационных электростанциях (КЭС) и в котельных, в действующих условиях и на обозримую перспективу. Показана эффективность теплофикации в современных технологических условиях. Согласно выполненным расчетам, в настоящее время реализация комбинированной выработки электроэнергии и тепла на базе современных энергоустановок при модернизации ТЭЦ даст экономию от 17 до 35% топлива по сравнению с раздельной выработкой. На перспективу, при достижении среднегодовой эффективности КЭС уровня 55% экономия топлива уменьшится, но сохранится и составит от 6 до 23%. Проведено сопоставление энергоустановок отечественного производства, которые могут быть широко использованы при модернизации паротурбинных ТЭЦ. Предложены интегральные технико-экономические показатели, учитывающие зависимость газотурбинных и парогазовых установок от температуры атмосферного воздуха в сочетании с режимом теплоснабжения. Оценки топливной эффективности когенерации выполнены для графиков тепловой нагрузки с долей базовой круглогодичной нагрузки в диапазоне от 7 до 25%, характерном для потребителей Российской Федерации (РФ). Показаны преимущества и ограничения разных когенерационных технологий в климатических условиях регионов РФ. Выполненные оценки охватывают широкий спектр климатических условий регионов РФ, в которых расположены крупные и средние ТЭЦ.

**Ключевые слова:** электроэнергетика, централизованное теплоснабжение, теплоэлектроцентраль, газотурбинная установка, парогазовая установка, паротурбинная установка, электрическая мощность, когенерация, коэффициент полезного действия, коэффициент использования топлива

**DOI:** 10.31857/S0002331025020025

## ВВЕДЕНИЕ

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), комбинирующая вырабатывающие электрическую и тепловую энергию, выполняют важнейшую социальную функцию — обеспечивают тепло около половины населения страны, не имеющих других источников теплоснабжения, и являются важнейшим элементом национальной безопасности — обеспечивают функционирование всех систем жизнеобеспечения в зимних условиях, что имеет для климатических условий России критическое значение. Одной из ключевых задач отечественной электроэнергетики является их техническое обновление. Около 75% установленной электрической мощности ТЭЦ находится в работе более 30 лет. Эксплуатация морально устаревших и физически изношенных ТЭЦ приводит в масштабе страны к низкой надежности энергоснабжения, большим производственным расходам, определяющим высокие тарифы на тепловую энергию, загрязнению окружающей среды городов [1].

Россия — страна с большими тепловыми отопительными нагрузками, и всегда было стремление их максимально использовать на ТЭЦ в процессе комбинированной выработки электрической и тепловой видов энергии в целях экономии топлива, расходуемого на энергоснабжение потребителей. Выбор в пользу комбинированного производства электроэнергии и тепла был объявлен еще в плане ГОЭЛРО, принятом более века назад. Экономия топлива за счет выработки части электроэнергии на тепловом потреблении на ТЭЦ, образующаяся в сравнении с раздельной выработкой электроэнергии конденсационными паровыми турбинами тепловых электростанций (ТЭС) и тепла в котельных, была сутью технологии, названной в СССР теплофикацией. При этом в XX веке технологическое развитие ТЭЦ, выражающееся в повышении начальных параметров пара теплофикационных турбин до уровня современных им мощных конденсационных турбин, увеличивало экономию топлива.

Технологическая база электро- и теплоснабжения за последние десятилетия существенно изменилась: появились новые высокоэффективные энергоустановки. Это существенно влияет на конкурентоспособность ТЭЦ с раздельным производством электрической и тепловой энергии.

Ведущими мировыми энергомашиностроительными компаниями разработаны и выведены на рынок парогазовые установки (ПГУ) на природном газе электрической мощностью 600–1600 МВт с КПД 60–64%, базирующиеся на газовых турбинах мощностью 300–540 МВт, имеющих КПД 40–44%. КПД современных паротурбинных установок (ПТУ) достигает 40–42%.

Анализ когенерационных установок малой и средней мощности с учетом внедрения высокоэффективных парогазовых технологий централизованного производства электроэнергии и современных водогрейных котельных, выполненный в [2], показал, что в зонах централизованного электроснабжения с повышением эффективности электростанций и районных котельных (РК) будет снижаться эффект экономии топлива от когенерации; показано, что с развитием технологий централизованного производства электроэнергии и тепла потенциал экономии топлива от когенерации на мини-ТЭЦ будет уменьшаться, а влияние экономических, инфраструктурных и временных факторов — увеличиваться.

Целью статьи является исследование топливной эффективности когенерации на базе имеющихся отечественных энергоустановок по сравнению с раздельной выработкой электрической и тепловой энергии в современных условиях и на перспективу. Задача конкретизирована применительно к условиям модернизации ТЭЦ

с заменой паротурбинной установки типа Т-100 на аналогичную новую паротурбинную установку либо перспективные ГТУ и ПГУ, оборудование для которых производится или планируется к выпуску отечественными энергомашиностроительными компаниями. При этом учитывалась дискретность ввода замещающих энергоустановок.

Актуальность задачи определяется большими объемами требуемой модернизации устаревшего оборудования ТЭЦ, необходимостью повышения энергетической и экономической эффективности отечественной электроэнергетики [1, 3]. Для энергомашиностроителей важным является определение ориентиров для технологического совершенствования отечественного оборудования с точки зрения эффективности и возможных масштабов их применения в энергосистемах [4, 5].

Повышение топливной эффективности ТЭЦ определяет снижение затрат на топливо и, соответственно, себестоимости производства электрической и тепловой энергии, что будет способствовать решению одной из важнейших социально-экономических задач – сдерживанию роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Экономия топлива становится критически важным фактором в решении задачи декарбонизации энергетики с целью достижения углеродной нейтральности экономики [6]. Кроме того, на ТЭЦ технически проще и дешевле организовать улавливание  $\text{CO}_2$  из состава дымовых газов [7] с целью его дальнейшего геологического захоронения в горных породах, отработанных нефтяных и газовых месторождениях или в подземных резервуарах соленых вод [8].

## МЕТОДОЛОГИЯ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Рассматривается условный потребитель, присоединенный к ТЭЦ, потребности которого в тепловой и электрической энергии покрываются турбоагрегатом Т-100-130 и пиковым водогрейным котлом (ПВК) ПТВМ-180, установленным на ТЭЦ. Потребитель подключен к региональной объединенной энергосистеме (ОЭС), из которой может получать недостающую электроэнергию. Расчетная тепловая нагрузка потребителя составляет 320 МВт(т). Доля расчетной тепловой нагрузки, покрываемой из отборов турбоагрегата, соответствует коэффициенту теплофикации  $\alpha_{\text{тэц}} = 55\%$ .

Учитывая необходимость замены физически изношенного генерирующего теплофикационного оборудования [1] и требования технологической независимости и безопасности функционирования систем теплоснабжения, обновление ТЭЦ должно осуществляться исключительно на основе современного отечественного оборудования. Рассматриваются следующие альтернативные варианты (технологии) покрытия электрической и тепловой нагрузки указанного потребителя:

– паросиловая теплофикационная установка:

1) турбоагрегат Т-100-130;

– газотурбинные энергоустановки (ГТУ) с утилизацией тепла:

2) ГТЭС-25ПА – 4 шт.;

3) ГТЭ-65;

4) ГТЭ-65 – 2 шт.;

5) ГТЭ-110;

6) ГТЭ-160;

- парогазовые установки (ПГУ) с теплофикационной паровой турбиной типа “Т”:
  - 7) ПГУ-90 (моноблок на базе ГТЭ-65);
  - 8) ПГУ-90 – 2 шт.;
  - 9) ПГУ-170 (моноблок на базе ГТЭ-110);
  - 10) ПГУ-180 (дубль-блок на базе ГТЭ-65);
- раздельная выработка электрической и тепловой энергии:

11) получение электроэнергии из региональной ОЭС; при этом рассматриваются два варианта – со среднегодовым КПД нетто  $\eta_{\text{оэс}}$  равным: а) 42%, примерно соответствующим по данным Росстата современному уровню эффективности электроэнергетической системы России, и б) 55%, который может быть достигнут при массовом внедрении высокоэффективных ПГУ.

Все перечисленные установки работают на природном газе.

Недостающую в соответствии с годовым графиком нагрузки тепловую энергию вырабатывают пиковые водогрейные котлы ТЭЦ (варианты 1 ÷ 10) либо районные котельные (вариант 11) с котлами ПТВМ-180.

Негативной особенностью эксплуатации отечественных ТЭЦ является выработка почти половины годового объема электроэнергии в конденсационном режиме, причем это имеет место не только в летний период, но и зимой, в месяцы максимальной тепловой нагрузки [1]. При этом перерасход топлива определяют не только отвод тепла в окружающую среду в конденсаторах, но и вытеснение из регионального баланса электрической мощности ТЭС с высокоэффективными ПГУ конденсационного типа.

В настоящем исследовании моделирование функционирования энергоустановок в альтернативных вариантах нацелено на поиск наиболее топливно-эффективного способа покрытия тепловой и электрической нагрузок потребителя. Так, принято, что регулирование нагрузки осуществляется главным образом по тепловому графику, а добавление конденсационной выработки допускается лишь при снижении тепловой нагрузки ниже минимума регулировочного диапазона паровой турбины. Для ГТУ-ТЭЦ принято, что при снижении тепловой нагрузки ниже минимума регулировочного диапазона ГТУ либо ниже мощности, при которой КПД выработки электроэнергии становится ниже 28% (значение соответствует уровню КПД турбины Т-100 в летний период), ГТУ отключаются, при этом тепловая нагрузка консолидируется и покрывается от аналогичных ГТУ. Принято, что недостающую электроэнергию потребитель получает из ОЭС, с которой имеются связи достаточной пропускной способности. Также принято, что потребность в электрической энергии достаточно высока и не лимитирует выработку электроэнергии ТЭЦ при регулировании по тепловому графику.

Потребность объекта теплоснабжения в тепловой энергии складывается из базовой части, не зависящей от температуры наружного воздуха (технологические нужды, горячее водоснабжение), и переменной части, связанной с покрытием отопительной нагрузки. Рассмотрены два варианта базовой нагрузки  $\gamma$  в размере 7% и 25% от общей тепловой нагрузки, что по данным Росстата отражает диапазон значений  $\gamma$  по регионам страны в последние годы.

Моделирование отопительной нагрузки осуществляется для каждого региона на основании среднесезонной климатической информации. Годовой ход

температуры наружного воздуха моделируется непрерывной кусочно-гладкой функцией, три части которой (1 – от начала календарного года до конца отопительного периода; 2 – летний период, отопление отсутствует; 3 – от начала отопительного периода до конца календарного года) моделируются по данным повторяемости температур с учетом значений средней месячной температуры воздуха [9, 10] полиномиальными функциями 3-й степени.

Моделирование функционирования паросиловых, газотурбинных, парогазовых и котельных установок осуществляется в зависимости от тепловой нагрузки и температуры атмосферного воздуха с использованием режимных характеристик, имеющих в открытых источниках:

– для турбоагрегата Т-100-130 – по данным типовой нормативной характеристики [11];

– для ГТУ и ПГУ – по данным зависимости параметров от температуры наружного воздуха и мощности (при наличии) [12–14];

– для водогрейных котлов – по данным типовой энергетической характеристики [15].

Выбор энергоустановок для исследования определен наличием в России серийно выпускаемых ПТУ, ГТУ и ПГУ и наличием в открытых источниках информации об их параметрах и режимных характеристиках. В случаях неполноты информации о режимных характеристиках использовался метод аналогий: имеющаяся информация дополнялась экстраполяцией на базе зависимостей для аналогичных установок, содержащейся в литературных источниках.

В настоящее время в России имеется серийное производство типоразмеров паровых и газовых турбин, аналогичных рассматриваемым в настоящем исследовании, в частности, паровые турбины Т-110/120-130, Т-120/130-130, Т-125/150-12.8 АО “Уральский турбинный завод”. Серийно выпускаются ГТЭС-25ПА АО “ОДК – Авиадвигатель”. Газовая турбина ГТД-100, доработанная ПАО “ОДК-Сатурн” до модификации ГТД-110М (мощность увеличена до 115 МВт, КПД доведен в простом цикле до 35%, в составе ПГУ – до 50–52%). АО “Силовые машины” освоено серийное производство ГТЭ-170 в модификации ГТЭ-170.1 с характеристиками: мощность 155.3 МВт; КПД 34.1%. Здесь и далее номинальные параметры ГТУ и ПГУ приводятся в условиях, установленных стандартом ISO 3977-2:1997 “Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели” (параметры воздуха на входе в ГТУ: давление 101.3 кПа, температура 15°C, относительная влажность 60%) [16]. Заявлено начало серийного производства ГТЭ-170 в модификации ГТЭ-170.2 с характеристиками: мощность 170 МВт; КПД 35.1% [17]. В ближайшие годы ожидается вывод на рынок ГТЭ-65, которую разрабатывает АО “Силовые машины”, с характеристиками: мощность 67.7 МВт; КПД 36.2% [18]. Отечественные энергомашиностроительные предприятия производят теплофикационные паровые турбины для парогазовых установок.

В качестве критерия топливной эффективности когенерационной технологии принят максимум экономии топлива на выработку электроэнергии и тепла на ТЭЦ по сравнению с выработкой такого же количества энергии в отдельной схеме, %. Он определяется как

$$\Delta b = 10^2 - (B_{\text{эу}} + B_{\text{пвк}}) / \left[ \left( E^{\text{н}} \cdot (10^2 + \sigma_{\text{оэс}}) / \eta_{\text{оэс}} + Q^{\text{н}} \cdot 10^2 / \eta_{\text{к}} \right) \right], \quad (1)$$

где  $B_{эу}$  и  $B_{пвк}$  – тепло топлива, израсходованного при выработке электрической и тепловой энергии энергоустановками ТЭЦ и водогрейными котлами ПВК соответственно, Дж/год;  $E^H$  – объем нетто электроэнергии, полученный потребителем от ТЭЦ, Дж(э)/год;  $Q^H$  – объем нетто тепловой энергии, полученный потребителем, Дж(т)/год;  $\sigma_{оэс}$  – доля потерь в ОЭС, %;  $\eta_{оэс}$  и  $\eta_k$  – среднегодовые КПД нетто выработки электрической энергии энергоустановками в ОЭС и тепла в РК, %.

В настоящее время в среднем по РФ потери в электрических сетях составляют 8.3% от потребления электроэнергии. При рассмотрении климатических условий регионов принято, что потери в электрических сетях в региональных ОЭС соответствуют средним потерям по федеральным округам РФ, полученным путем анализа данных Росстата за 2023 г., и составляют для городов: Москва – 9.02%; Санкт-Петербург – 7.80%; Ростов-на-Дону и Сочи – 11.62%; Казань – 7.44%; Екатеринбург – 5.09%; Иркутск – 7.35%; Владивосток и Якутск – 9.61%.

Для сравнительного анализа эффективности технологий энергоснабжения также рассчитываются показатели, характеризующие технико-экономические аспекты рассматриваемых вариантов. В процессе исследования все показатели рассчитываются для каждого часа  $\tau$  календарного года, продолжительность которого усреднена с учетом високосных лет и составляет  $T_k = 8766$  ч,  $\tau = 1 \div T_k$ , с последующим определением интегральных годовых значений. Определяются следующие интегральные показатели:

- среднегодовой электрический КПД нетто энергоустановки;
- коэффициент использования топлива (КИТ) нетто ТЭЦ, %, определяемый как:

$$\text{КИТ} = (E^H + Q^H) \cdot 10^2 / (B_{эу} + B_{пвк}); \quad (2)$$

– соотношение электрической и тепловой мощности при расчетной для отопления температуре наружного воздуха, Вт(э)/Вт(т):

$$n = N_{эу}^6(t_{н.р}) / N_{тэу}^6(t_{н.р}), \quad (3)$$

где  $t_{н.р}$  – расчетная для отопления температура наружного воздуха для рассматриваемого региона, °С;  $N_{эу}^6(t_{н.р})$  и  $N_{тэу}^6(t_{н.р})$  – электрическая и тепловая мощность брутто электрогенерирующей установки ТЭЦ при температуре наружного воздуха  $t_{н.р}$ , Вт(э) и Вт(т) соответственно;

– выработка электроэнергии на тепловом потреблении электрогенерирующей установки ТЭЦ, Дж(э)/Дж(т), определяемая как:

$$e = E_{эу}^6 / Q_{эу}^6; \quad (4)$$

где  $E_{эу}^6$  – объем брутто электроэнергии, отпущенный электрогенерирующей установкой ТЭЦ, Дж(э)/год;  $Q_{эу}^6$  – объем брутто тепловой энергии, отпущенный электрогенерирующей установкой ТЭЦ, Дж(т)/год;

– доля расчетной тепловой нагрузки, покрываемая от электрогенерирующей энергоустановки (аналог коэффициента теплофикации, используемого применительно к паротурбинным ТЭЦ), %:

$$\alpha_{тэц} = N_{тэу}(t_{н.р}) \cdot 10^2 / N_{тп}, \quad (5)$$

где  $N_{тэу}(t_{н,р})$  – тепловая мощность электрогенерирующей энергоустановки при температуре  $t_{н,р}$ , МВт(т);  $N_{тп}$  – расчетная тепловая нагрузка потребителя.

Рассчитываются технико-экономические показатели, характеризующие степень загрузки оборудования в течение года, включая коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ):

– коэффициент использования установленной электрической мощности, %:

$$\text{КИУМ}(\varepsilon) = E_{\varepsilon\gamma}^{\text{б}} \cdot 2.78 \cdot 10^{-8} / (N_{\varepsilon\gamma\text{н}} \cdot T_{\text{к}}), \quad (6)$$

где  $N_{\varepsilon\gamma\text{н}}$  – номинальная мощность электрогенерирующей энергоустановки в условиях ISO, МВт;

– коэффициент использования установленной тепловой мощности, %:

$$\text{КИУМ}(\tau) = Q_{\varepsilon\gamma}^{\text{б}} \cdot 2.78 \cdot 10^{-8} / (N_{\tau\varepsilon\gamma\text{н}} \cdot T_{\text{к}}), \quad (7)$$

где  $N_{\tau\varepsilon\gamma\text{н}}$  – номинальная тепловая мощность электрогенерирующей энергоустановки в условиях ISO, МВт(т);

– коэффициент использования установленной тепловой мощности ПВК, %:

$$\text{КИУМ}(\text{ПВК}) = Q_{\text{ПВК}}^{\text{б}} \cdot 2.78 \cdot 10^{-8} / (N_{\text{ПВКн}} \cdot T_{\text{к}}), \quad (8)$$

где  $Q_{\text{ПВК}}^{\text{б}}$  – объем брутто тепловой энергии, отпущенный ПВК, Дж(т)/год;  $N_{\text{ПВКн}}$  – номинальная тепловая мощность ПВК, МВт(т).

Условия эксплуатации энергоустановок в регионах России существенно отличаются от условий ISO. Показатели ГТУ и ПГУ – электрическая и тепловая мощность, а также КПД существенно зависят от температуры атмосферного воздуха. При некоторых условиях реальная (доступная) мощность может быть выше номинальной (установленной). Из-за этого традиционные коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ), определяемые по формулам (6) и (7), дают не совсем адекватное представление о полноте использования электрической и тепловой мощности, которую могут генерировать ГТУ и ПГУ в среднем по году. В связи с этим вводятся показатели – коэффициенты использования доступной мощности (КИДМ):

– коэффициент использования доступной электрической мощности, %, определяемый как

$$\text{КИДМ}(\varepsilon) = E_{\varepsilon\gamma}^{\text{б}} \cdot 2.78 \cdot 10^{-8} / \sum_{\tau=1}^{T_{\text{к}}} N_{\varepsilon\gamma\tau}, \quad (9)$$

где  $N_{\varepsilon\gamma\tau}$  – располагаемая электрическая мощность энергоустановки при температуре атмосферного воздуха, соответствующей часу  $\tau$  для рассматриваемого региона, МВт;

– коэффициент использования доступной тепловой мощности, %, определяемый как

$$\text{КИДМ}(\tau) = Q_{\varepsilon\gamma}^{\text{б}} \cdot 2.78 \cdot 10^{-8} / \sum_{\tau=1}^{T_{\text{к}}} N_{\tau\varepsilon\gamma\tau}, \quad (10)$$

где  $N_{т\ \tau}$  – располагаемая тепловая мощность энергоустановки при температуре атмосферного воздуха, соответствующей часу  $\tau$  для рассматриваемого региона, МВт( $\tau$ );

– отношение электрической мощности энергоустановки при максимальной тепловой нагрузке к номинальной установленной мощности, %, определяемое как:

$$m = N_{э\ \tau}^6(t_{н.р}) / N_{э\ н}; \quad (11)$$

– доля тепловой энергии, выработанная электрогенерирующей энергоустановкой ТЭЦ:

$$d = Q_{э\ \tau}^H \cdot 2.78 \cdot 10^{-8} / \sum_{\tau=1}^{T_K} N_{т\ \tau}, \quad (12)$$

где  $N_{т\ \tau}$  – тепловая нагрузка потребителя при температуре атмосферного воздуха, соответствующей часу  $\tau$  для рассматриваемого региона, МВт( $\tau$ );

– используемый диапазон мощности электрогенерирующей энергоустановки, в % от доступной. При его определении принят ряд ограничений, накладываемых на показатели энергоустановок, определяемых: графиком тепловой нагрузки; данными заводов-изготовителей по электрической и тепловой мощностям энергоустановок; для ГТУ – ограничение снизу по КПД (принято значение 28%, что соответствует летнему КПД брутто турбины Т-100); для ПГУ – по температуре газа, поступающего в котел-утилизатор. Минимальное  $N_{э\ \tau\ \min}$  и максимальное  $N_{э\ \tau\ \max}$  значения определяются как

$$N_{э\ \tau\ \min} = \min(N_{э\ \tau}), N_{э\ \tau\ \max} = \max(N_{э\ \tau}), \tau = 1 \div T_K. \quad (13)$$

Расход топлива на ГТУ- и ПГУ-ТЭЦ определяется, в основном, их электрическим КПД, а также показателями эффективности утилизационных установок. Для отечественных ГТУ и ПГУ на их основе КПД не является высоким по сравнению с мировыми достижениями: в простом цикле 33–36%, в комбинированном 52–53%. КПД теплоутилизационных установок ГТУ-ТЭЦ составляет порядка 83–84%. Такой же уровень КПД имеют котлы-утилизаторы ПГУ. КПД электрогенераторов во всех вариантах – порядка 98%. Различия в технико-экономических показателях этих установок определяются главным образом различиями их конструктивно-технологических и режимных характеристик. Показатели ГТУ и ПГУ, принятые в расчетах, приведены в табл. 1.

Рассматриваются климатические условия крупных энергоузлов Российской Федерации (РФ), в частности, городов Москва ( $t_{н.р} = -26^\circ\text{C}$ ), Санкт-Петербург ( $-24^\circ\text{C}$ ), Ростов-на-Дону ( $-18^\circ\text{C}$ ), Казань ( $-29^\circ\text{C}$ ), Екатеринбург ( $-32^\circ\text{C}$ ), Иркутск ( $-33^\circ\text{C}$ ), Владивосток ( $-22^\circ\text{C}$ ). Также рассмотрены Сочи ( $-3^\circ\text{C}$ ) и Якутск ( $-52^\circ\text{C}$ ) как города с наиболее теплым и холодным климатом. Выбор регионов отражает диапазон климатических условий РФ.

**Таблица 1.** Принятые характеристики ГТУ и ПГУ в условиях ISO

№	Энергоустановка	Мощность, МВт		КПД, %
		электрическая	тепловая	
1	ГТЭ-25	25.5	27.4	38.5
2	ГТЭ-65	61.5	81.8	35.2
3	ГТЭ-110	110.0	146.5	35.2
4	ГТЭ-160	163.0	216.8	33.1
5	ПГУ-90	91.5	68.8	52.4
6	ПГУ-170	170.0	87.2	52.5
7	ПГУ-180	180.0	130.0	52.0

### РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Для потребителя, расположенного в зоне ОЭС Центра и климатических условиях г. Москвы, при расчетной тепловой нагрузке 320 МВт(т) годовая потребность в тепловой энергии при базовой нагрузке 7 и 25% составит 3.61 и 4.87 ПДж(т) соответственно. Эта тепловая энергия покрывается когенерационными установками любого из рассматриваемых типов, регулируемых по тепловому графику, и ПВК. При этом будет выработана электроэнергия, в зависимости от используемой когенерационной технологии и величины базовой тепловой нагрузки, в размере 1.22–5.25 ПДж(э).

Регулирование по тепловому графику снижает электрический КПД до значений: 24–27% у турбины Т-100 (в зависимости от базовой тепловой нагрузки и региона), 30–36% у ГТУ и 39–51% у ПГУ, как правило, снижает КИУМ, однако повышает общую топливную эффективность энергоснабжения. Эффективность использования топлива характеризуется диапазоном значений КИТ 73.0–85.9%. Значения КИТ и другие показатели выработки электрической и тепловой энергии различными энергоустановками для условий Москвы приведены в табл. 2. При раздельной выработке этих объемов энергии КИТ составит 38.1–53.1% при  $\eta_{\text{оэс}} = 42\%$  и 43.3–57.9% – при  $\eta_{\text{оэс}} = 55\%$ .

Как видно из табл. 2, во всех рассматриваемых вариантах комбинированной выработки электроэнергии и тепла имеет место экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой – как в настоящее время (экономия  $17 \div 35\%$  топлива), так и на перспективу (экономия  $6 \div 23\%$  топлива). Экономия топлива на уровне 17–18% в настоящее время и 6–8% на перспективу имеет место даже при использовании теплофикационной паротурбинной установки на докритических параметрах пара, если ее характеристики соответствуют заводским показателям новой установки. Большее значение экономии топлива достигается на ГТУ-ТЭЦ (20–24% в настоящее время и 6–11% на перспективу). Максимальной экономии топлива можно достичь на ПГУ-ТЭЦ: 28–34% в настоящее время и 16–23% на перспективу.

Важным показателем топливной эффективности ТЭЦ является КИТ, однако у этого показателя также нет однозначной корреляции с величиной экономии топлива в связи с влиянием на экономию топлива соотношения выдаваемой

**Таблица 2.** Показатели выработки для энергоустановок (ОЭС Центра, климатические условия – г. Москва)

№	Энерго-установка	$\alpha_{\text{эцп}}, \%$	Годовая выработка энергоустановки, ПДж		Среднегодовой КПД(э), %	КИТ, %	Выработка электроэнергии на тепловом потреблении (без ПВК), Дж(э)/Дж(т)	d, %	Экономия топлива по сравнению с раздельной схемой, %, при КПД ОЭС:	
			электро-энергия	тепло (без ПВК)					42%	55%
Базовая нагрузка 7%										
1	T-100	55	1.63	3.62	27.0	79.6	0.45	76.3	18.6	8.1
2	4 × ГТЭ-25	24	1.85	1.74	36.4	75.8	1.06	47.1	18.3	6.4
3	ГТЭ-65	24	1.22	1.63	33.1	81.2	0.75	44.3	17.3	7.8
4	2 × ГТЭ-65	48	2.01	2.61	33.4	78.4	0.77	70.9	22.4	10.6
5	ГТЭ-110	40	2.02	2.28	34.2	75.7	0.88	61.9	19.7	7.4
6	ГТЭ-160	64	2.42	3.18	31.2	73.0	0.76	86.4	19.8	6.4
7	ПГУ-90	24	1.80	1.50	44.8	84.6	1.21	39.5	28.5	18.3
8	2 × ПГУ-90	48	2.92	2.44	44.0	82.5	1.20	65.1	33.8	21.9
9	ПГУ-170	40	3.30	1.89	45.7	75.7	1.74	50.3	29.3	15.9
10	ПГУ-180	48	3.14	2.34	45.0	80.4	1.34	62.4	32.6	20.1
Базовая нагрузка 25%										
1	T-100	55	2.26	4.11	26.1	78.0	0.55	79.9	16.8	5.9
2	4 × ГТЭ-25	24	2.75	2.74	36.4	76.5	1.00	55.2	20.2	7.9
3	ГТЭ-65	24	1.94	2.54	34.1	81.6	0.76	51.1	19.7	9.5
4	2 × ГТЭ-65	48	2.89	3.74	34.0	79.1	0.77	75.3	23.7	11.6
5	ГТЭ-110	40	2.77	3.37	33.6	76.5	0.82	67.8	20.4	8.0
6	ГТЭ-160	64	3.20	4.40	30.6	73.2	0.73	88.5	19.3	5.9
7	ПГУ-90	24	2.75	2.09	47.7	85.9	1.32	41.2	30.7	20.1
8	2 × ПГУ-90	48	4.43	3.45	46.5	83.8	1.28	68.5	35.6	23.4
9	ПГУ-170	40	5.25	2.73	49.2	77.5	1.93	53.9	32.7	19.1
10	ПГУ-180	48	4.67	3.30	45.6	79.7	1.42	65.5	33.1	20.2

потребителю электрической и тепловой мощности. Это иллюстрируется диаграммой зависимости КИТ комбинированного и раздельного производства электрической и тепловой энергии КИТ(р) от соотношения  $E/Q$ , представленной на рис. 1. Зависимость КИТ(р) от  $E/Q$  определяет границу равной энергетической эффективности комбинированного и раздельного производства электрической и тепловой энергии и описывается соотношением [1]:

$$\text{КИТ}(p) = (1 + \varphi) / [(1 + \Delta\sigma_e)\varphi / \eta_{\text{оэс}} + (1 - \Delta\sigma_q) / \eta_{\kappa}], \quad (14)$$

где  $\varphi = E/Q$ , Дж(э)/Дж(т);  $E$  и  $Q$  – получаемые потребителем электрическая и тепловая энергия, Дж/год;  $\Delta\sigma_e$  и  $\Delta\sigma_q$  – увеличение потерь энергии в электрических сетях и сокращение потерь энергии в тепловых сетях соответственно при переходе от комбинированного к раздельному производству.

Чем выше КИТ энергоустановки относительно кривой КИТ(р) при фиксированном значении  $e$ , тем выше топливный эффект от когенерации.

На значение КИТ и величину экономии топлива сочетанно влияет ряд факторов – а) технологических (КПД установки по выработке электроэнергии, эффективность теплоутилизационной установки, соотношение электрической и тепловой мощности, режимные характеристики) и б) внешних (базовая тепловая нагрузка, климат региона – продолжительность стояния температур воздуха разных градаций, потери в региональных электрических сетях), а также в)  $\alpha_{\text{тэц}}$ .

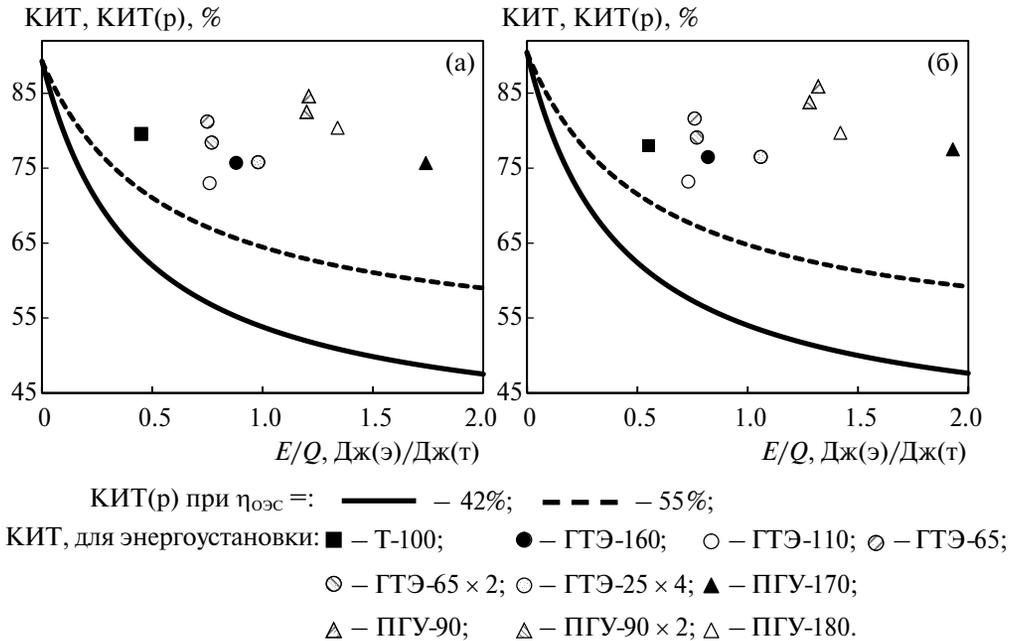


Рис. 1. Сопоставление раздельного производства электрической и тепловой энергии и когенерации на базе ПТУ, ГТУ и ПГУ, климатические условия Москвы, при  $\gamma = 7\%$  (а) и  $25\%$  (б).

Высокий КПД ПГУ по сравнению с альтернативными технологиями определяет их преимущества с точки зрения топливной эффективности.

Для ГТУ-ТЭЦ, наряду с электрическим КПД, фактором, влияющим на экономию топлива, является эффективность теплоутилизационной установки. В [2] рассматриваются ГТУ-ТЭЦ на базе газовых турбин малой мощности, с низкими температурами газа на входе в турбину и на выходе, имеющие достаточно низкий КПД по отпуску электроэнергии. Если при этом не обеспечивается достаточно эффективная утилизация тепла уходящих газов, то экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой невысока. В технологической перспективе, при конкуренции с высокоэффективными конденсационными ПГУ в ОЭС малые когенерационные установки с низким электрическим КПД будут обладать достаточно низким топливным эффектом когенерации. Для ТЭЦ средней и большой мощности этот недостаток, как правило, отсутствует. Как уже было сказано выше, в настоящем исследовании КПД теплоутилизационных установок во всех рассматриваемых вариантах близки (83–84%), поэтому основное влияние на полученные значения  $\Delta b$  оказали КПД энергоустановок, а также режимные факторы, повлиявшие на годовое значение выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Паросиловые, газотурбинные и парогазовые установки существенно различаются соотношением электрической и тепловой мощности как в условиях ISO, так и в расчетных для отопления условиях (табл. 3). Этот фактор влияет на выработку электроэнергии на тепловом потреблении и на коэффициент теплофикации. Однозначной связи между значениями  $e$  и  $\alpha_{\text{тэц}}$  нет, эффективная когенерация возможна в широком диапазоне их значений и соотношений. Для максимизации топливного эффекта важны режимные характеристики энергоустановки в сочетании с годовым графиком тепловой нагрузки потребителя.

**Таблица 3.** Характеристики энергоустановок в условиях ISO и при расчетной тепловой нагрузке (климатические условия – г. Москва)

№	Энергоустановка	Соотношение электрической и тепловой мощности, Вт(э)/Вт(т), при температуре:		Отношение электрической мощности при температуре $t_{н.р}$ к номинальной по ISO
		$t_{н.р}$	+15°C (ISO)	
1	Т-100	0.55	0.55	1.02
2	ГТЭ-25 × 1, 2, 3, 4	1.33	0.93	1.00
3	ГТЭ-65 × 1, 2	0.84	0.75	1.08
4	ГТЭ-110	1.00	0.75	1.20
5	ГТЭ-160	1.00	0.75	1.14
6	ПГУ-90 × 1, 2	0.84	1.33	0.72
7	ПГУ-170	1.00	1.95	0.78
8	ПГУ-180	0.84	1.38	0.74

Соотношение электрической и тепловой мощности при температуре  $t_{н.р}$  для ГТУ и ПГУ на их основе (ПГУ-90 с ГТЭ-65; ПГУ-170 с ГТЭ-110) для большинства российских регионов совпадают. Это связано с тем, что при низких температурах, начиная примерно с  $-20^{\circ}\text{C}$  (значение определяется котлом-утилизатором), производится отключение паровой турбины ПГУ, и выдачу электрической и тепловой мощности осуществляют только ГТУ. Схемы с дожиганием газа в котле-утилизаторе ПГУ в настоящем исследовании не рассматривались.

Существенное различие соотношений электрической и тепловой мощностей в расчетных условиях (существенно отличающихся от ISO) и выработки электроэнергии на тепловом потреблении, показанное в табл. 3, необходимо учитывать при технологическом обновлении ТЭЦ и согласовывать со сложившимся соотношением электрической и тепловой нагрузок энергоузла.

Более высокая базовая тепловая нагрузка дает более высокую экономию топлива при использовании ГТУ и ПГУ, поэтому при модернизации ТЭЦ целесообразно максимально, насколько возможно, консолидировать круглогодичную тепловую нагрузку: подключать промышленных потребителей, компании сферы услуг, при экономической целесообразности устанавливать баки-аккумуляторы горячей воды, сглаживающие суточную неравномерность и снижающие нагрузку горячего водоснабжения.

Приведенные в табл. 2 значения доли тепловой энергии, выработанной когенерационном цикле, показывают, что переход от паротурбинных установок к ГТУ и ПГУ при модернизации ТЭЦ может изменить структуру источников тепловой энергии: выработка тепловой энергии электрогенерирующей установкой снижается и, соответственно, увеличивается нагрузка ПВК. Исключение составляет ГТЭ-160, которая в расчетных условиях обладает максимальной из рассматриваемых энергоустановок располагаемой тепловой мощностью (и, соответственно, максимальным  $\alpha_{тэц}$ ) и обеспечивает наиболее плотное заполнение годового графика тепловой нагрузки, однако обладает достаточно низким электрическим КПД.

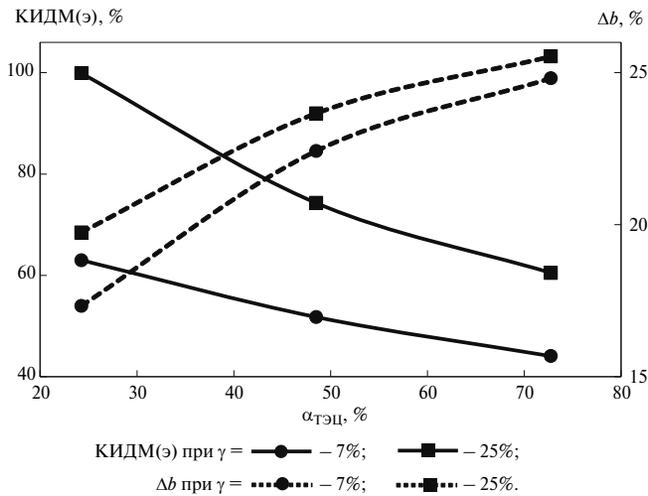
Данные табл. 2 и рис. 1 показывают, что с точки зрения экономии топлива наиболее эффективно применение теплофикационных ПГУ. Чем больше электрической энергии вырабатывается на ТЭЦ на тепловом потреблении, тем выше экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой, причем передача части тепловой нагрузки на высокоэффективные водогрейные котлы ПВК не снижает экономию топлива. Отключение паровой турбины ПГУ при низких температурах воздуха снижает долю ПГУ-ТЭЦ в годовой выработке электроэнергии (хотя повышает годовую выработку тепла). Тем не менее высокие, превышающие 1 Дж(э)/Дж(т), значения выработки электроэнергии на тепловом потреблении обеспечивают более высокую, чем ПТУ- и ГТУ-ТЭЦ, экономию топлива по сравнению с отдельной выработкой.

В рамках использования конкретной технологии (энергоустановки) повышение топливной эффективности достигается, в частности, повышением  $\alpha_{тэц}$ . Например, при покрытии заданных тепловой и электрической нагрузки одной ГТЭ-65 с утилизацией тепла ( $\alpha_{тэц} = 24\%$ ) экономия топлива в случае базовой нагрузки 7% составит 17.3% по сравнению с отдельной выработкой. При включении еще одной ГТЭ-65 ( $\alpha_{тэц} = 48\%$ ) экономия топлива составит 22.4% (табл. 2). При этом годовое использование установленной мощности – как КИУМ, так и КИДМ – сокращается с 63.0 до 51.8% (табл. 4). В то же время данные табл. 2 и табл. 3 показывают, что величина экономии топлива не имеет однозначной корреляции с  $\alpha_{тэц}$ . Это объясняется влиянием величины электрического КПД, а также режимного фактора – “вписываемостью” режимов эксплуатации энергоустановок в график тепловой нагрузки потребителя.

**Таблица 4.** Показатели использования электрической и тепловой мощности энергоустановок (климатические условия – г. Москва)

№	Энергоустановка	КИУМ, %		КИДМ, %		КИУМ ПВК, %
		(э)	(т)	(э)	(т)	
Базовая нагрузка 7%						
1	Т-100	51.8	49.6	51.8	49.6	18.7
2	4 × ГТЭ-25	47.6	33.7	60.0	56.4	24.4
3	ГТЭ-65	63.0	63.2	63.0	64.3	26.0
4	2 × ГТЭ-65	51.8	50.7	51.8	51.5	20.0
5	ГТЭ-110	58.0	49.3	55.8	51.1	22.7
6	ГТЭ-160	69.8	68.9	46.0	46.4	15.1
7	ПГУ-90	62.5	68.9	62.7	68.8	27.7
8	2 × ПГУ-90	50.6	56.1	50.8	56.1	23.3
9	ПГУ-170	61.5	68.8	59.8	66.9	28.3
10	ПГУ-180	55.2	57.1	54.5	60.6	25.1
Базовая нагрузка 25%						
1	Т-100	71.7	69.9	71.7	69.9	21.4
2	4 × ГТЭ-25	70.7	53.1	89.1	89.0	27.8
3	ГТЭ-65	99.9	98.3	99.9	100.0	30.7
4	2 × ГТЭ-65	74.4	72.5	74.3	73.7	22.9
5	ГТЭ-110	79.8	72.8	76.7	75.5	25.8
6	ГТЭ-160	92.2	95.1	60.8	64.1	17.1
7	ПГУ-90	95.3	96.2	95.6	100.0	36.1
8	2 × ПГУ-90	76.7	79.5	77.0	82.6	28.2
9	ПГУ-170	97.9	99.1	95.1	100.0	33.2
10	ПГУ-180	82.3	80.5	81.3	88.5	30.1

Увеличение  $\alpha_{\text{тэц}}$  за счет распределения электрической и тепловой нагрузки потребителя на 2, 3 и более энергоустановок повышает экономию топлива, но снижает показатели КИУМ и КИДМ (рис. 2). Выбор оптимального количества агрегатов – вопрос технико-экономической оптимизации.

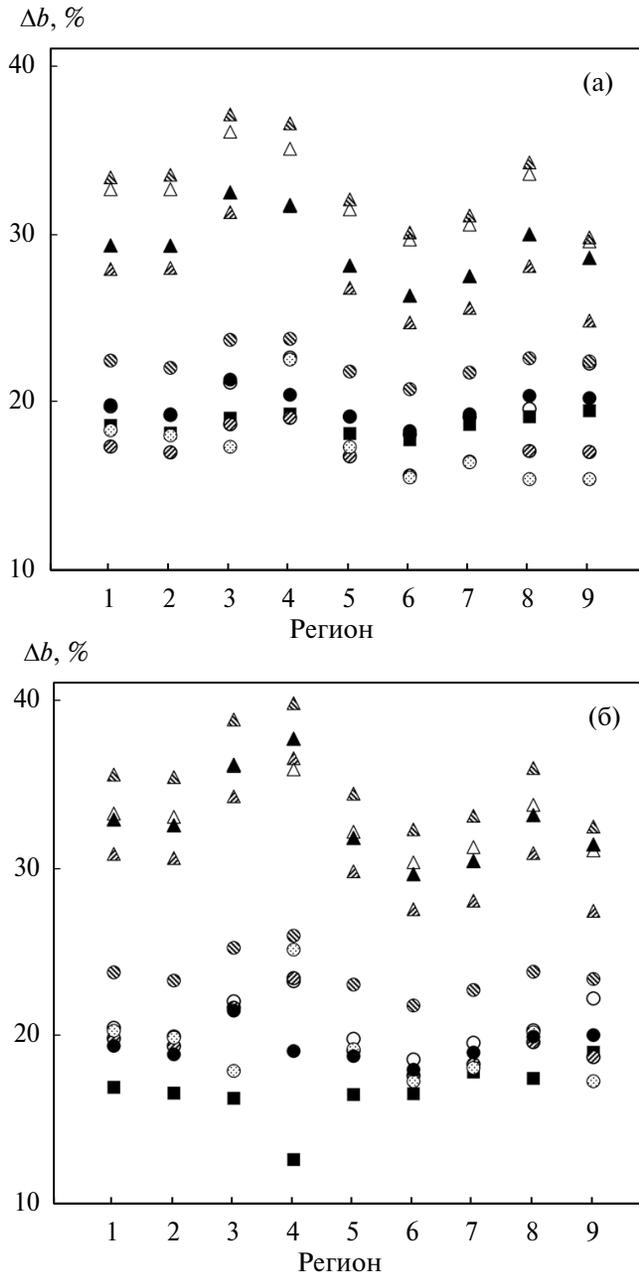


**Рис. 2.** Визуализация дискретных зависимостей КИДМ(э) и экономии топлива от коэффициента теплофикации на примере ГТЭ-65 (климатические условия – г. Москва).

Регулирование мощности ГТУ и ПГУ по тепловому графику в климатических условиях России означает, что большую часть года они работают не на номинальных уровнях мощности. Для ГТУ электрический КПД существенно зависит от электрической мощности. Так, для ГТЭ-110 производства ПАО “Сатурн” при снижении мощности с 110 до 30 МВт происходит снижение КПД с 34.9 до 18–20% [14]. С учетом режимных факторов, по нашим оценкам, эффективное функционирование когенерационных технологий осуществляется в следующих диапазонах электрической нагрузки, в % от номинальной: для Т-100 – 40.5 ÷ 107.9; ГТЭ-25 – 48.2 ÷ 101.3; ГТЭ-65 – 56.6 ÷ 100.2; ГТЭ-110 – 67.4 ÷ 100.0; ГТЭ-160 – 53.7 ÷ 100.6; ПГУ-90 – 56.6 ÷ 100.0; ПГУ-170 – 57.4 ÷ 100.0; ПГУ-180 – 57.8 ÷ 100.0 (оценки для климатических условий Москвы).

Следует отметить неполноту и возможно неактуальность имеющейся в открытых источниках информации о режимах работы ГТУ и ПГУ (работе на частичных нагрузках), характеристиках управляемости, переходных режимах. В связи с этим получаемые результаты расчетов являются достаточно ориентировочными оценками. Современный уровень развития IT-технологий позволяет обеспечить высокую полноту и адекватность информации о режимах разрабатываемых и серийно выпускаемых энергоустановок вплоть до разработки “цифровых двойников”. Необходимо ставить перед профильными специалистами такие задачи.

Режимы теплоснабжения оказывают влияние на топливную эффективность выработки тепла котельными. Так, водогрейный котел ПТВМ-180, имеющий согласно нормативной характеристике при нагрузке 30% от номинальной и температуре атмосферного воздуха 5°C КПД брутто 94.75% [15], выработает тепло в климатических условиях Москвы со среднегодовым КПД нетто около 90%, а в расчетных для отопления условиях – с КПД нетто 85.8%. Режим загрузки ГТУ-ТЭЦ зимой и при необходимости разгрузки летом с регулированием по тепловому графику



**Рис. 3.** Экономия топлива по сравнению с раздельной схемой при КПД ОЭС 42% при  $\gamma = 7\%$  (а) и 25% (б).

Регион: 1 – Москва; 2 – Санкт-Петербург; 3 – Ростов-на-Дону; 4 – Сочи; 5 – Казань; 6 – Екатеринбург; 7 – Иркутск; 8 – Владивосток; 9 – Якутск.

Энергоустановки – см. обозначения на рис. 1.

снимает тепловую нагрузку с водогрейных котлов в самый топливозатратный для них период.

Влияние региональных факторов — климата и величины потерь в электрических сетях региональных ОЭС — на величину экономии топлива показано на рис. 3. Из этого рисунка видно, что наибольшую экономию топлива ГТУ- и ПГУ-ТЭЦ обеспечивают в южных регионах, несмотря на работу газовых турбин на более высоком уровне температур и более низкие, в среднем по году, мощность и КПД по сравнению с северными регионами. Это объясняется более высокой нагрузкой ПВК, которые к тому же в южных регионах имеют более высокую среднегодовую эффективность, чем в северных. Наиболее выражено топливный эффект ПГУ проявляется в тех южных регионах, в которых среднегодовое стояние температур ниже  $-20^{\circ}\text{C}$  является непродолжительным либо отсутствует и, соответственно, нет потерь эффективности, связанных с отключением паротурбинной части. ТЭЦ на основе ПТУ в южных регионах с высокой круглогодичной тепловой нагрузкой имеет более низкие показатели топливной эффективности в связи с переводом в летнее время части турбин в конденсационный режим при высоких температурах охлаждающей воды.

## ВЫВОДЫ

1) Когенерация с регулированием мощности по тепловому графику является эффективным способом экономии топлива на электростанциях в действующих условиях и на обозримую перспективу. Регулирование мощности энергоустановок по тепловому графику снижает их электрический КПД и КИУМ, однако повышает общую топливную эффективность энергоснабжения, обеспечивая экономию топлива до 34% в настоящее время и до 23% на перспективу — при повышении эффективности крупных конденсационных парогазовых энергоблоков в энергосистеме.

2) Чем выше базовая тепловая нагрузка потребителей, присоединенная к ТЭЦ, тем лучше проявляются преимущества когенерации.

3) Из когенерационных установок наибольший топливный эффект дают теплофикационные ПГУ.

4) Экономия топлива за счет когенерации на ГТУ-ТЭЦ может достигать до 25%, а на ПГУ-ТЭЦ — до 30–40%. Определенный вклад в это вносит высокий уровень потерь в электрических сетях в регионах. Также сказывается то, что среднегодовой КПД нетто водогрейных котельных в климатических условиях регионов России не превышает 90%.

5) Для ГТУ среднегодовой электрический КПД для наиболее холодных регионов превышает номинальный по ISO, а для ПГУ он существенно меньше из-за отключения паровой турбины при  $t = -20^{\circ}\text{C}$  и ниже. В южных регионах наоборот, среднегодовой КПД(э) ГТУ ниже, а ПГУ выше (теплые зимы, паровая турбина не отключается).

6) Необходимо ставить перед энергомашиностроительными компаниями задачу дальнейшей модернизации серийно выпускаемых ГТУ, разрабатывать модификации ГТУ с улучшенными характеристиками — главным образом, электрического КПД.

7) ПТУ-ТЭЦ могут конкурировать с ГТУ-ТЭЦ и их не стоит исключать при рассмотрении возможных вариантов модернизации ТЭЦ.

8) Топливный эффект когенерации – важный показатель, тем не менее решение о выборе варианта энергоснабжения принимается на основе полного комплекса технико-экономических расчетов, с учетом капитальных и эксплуатационных затрат, учитывающих факторы срока службы, режимной управляемости, надежности и ремонтпригодности установок разного типа.

Исследование выполнено в ИНЭИ РАН при поддержке Минобрнауки России (проект № FFGW-2025-0003 “Актуализация методов разработки и механизмов реализации стратегии развития энергетики России применительно к новым внешним условиям и требованиям национальной системы стратегического планирования”).

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Филиппов С.П., Дильман М.Д.* ТЭЦ в России: необходимость технического обновления // Теплоэнергетика. 2018. № 11. С. 5–22. DOI: 10.1134/S0040363618110024.
2. *Дильман М.Д., Филиппов С.П.* Требования к топливной эффективности перспективных когенерационных установок // Известия РАН. Энергетика. 2017. № 5. С. 102–111.
3. *Филиппов С.П., Дильман М.Д., Ионов М.С.* Потребности электроэнергетики России в газовых турбинах: текущее состояние и перспективы // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 53–65. DOI: 10.1134/S0040363617110054.
4. *Фаворский О.Н., Батенин В.М., Филиппов С.П.* Развитие энергетики: выбор стратегических решений и их реализация // Вестник Российской академии наук. 2020. Т. 90. № 5. С. 415–424. DOI: 10.31857/S0869587320050023.
5. *Филиппов С.П., Дильман М.Д.* Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных // Промышленная энергетика. 2014. № 2. С. 7–11.
6. *Филиппов С.П.* Переход к углеродно-нейтральной экономике: возможности и пределы, актуальные задачи // Теплоэнергетика. 2024. № 1. С. 21–40. DOI: 10.56304/S004036362401003X.
7. *Филиппов С.П.* Экономические характеристики технологий улавливания и захоронения диоксида углерода. (Обзор) // Теплоэнергетика. 2022. № 10. С. 17–31. DOI: 10.56304/S0040363622100022.
8. *Филиппов С.П., Жданев О.В.* Возможности использования технологий улавливания и захоронения диоксида углерода при декарбонизации мировой экономики (Обзор) // Теплоэнергетика. 2022. № 9. С. 5–21. DOI: 10.1134/S0040363622090016.
9. Свод правил СП 131.13330.2020 “СНиП 23-01-99\* Строительная климатология” (с изменениями и дополнениями на 30.06.2023).
10. Строительная климатология. Справочное пособие к СНиП 23-01-99 / под. ред. Савина В.К. – М.: НИИ строительной физики РААСН, 2006. 258 с.
11. СО 153-34.30.716 (РД 34.30.716) Типовая нормативная характеристика турбоагрегата Т-100-130 ТМЗ: Утв. Главтехупр. Минэнерго СССР 27.07.70; Разраб. ВТИ, ОРГРЭС; Срок действ. не ограничен – М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971. 24 с.
12. Каталог газотурбинного оборудования 2009 г. – Рыбинск: Изд. дом “Газотурбинные технологии”, 2009. 392 с.
13. Каталог энергетического оборудования 2010 г. Т. 1. Каталог газотурбинного оборудования 2010 г. – Рыбинск: Изд. дом “Газотурбинные технологии”, 2010. 384 с.

14. Каталог газотурбинного оборудования 2014 г. – Рыбинск: “Изд. дом “Газотурбинные технологии”, 2014. 490 с.
15. Типовая энергетическая характеристика водогрейного котла ПТВМ-180 при сжигании природного газа: ТХ 34-70-015-85 (утв. Гл. техн. упр. по эксплуатации энергосистем М-ва энергетики и электрификации СССР 17.07.85). – М.: Служба передового опыта ПО “Союзтехэнерго”, 1986. 13 с.
16. ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2-1997) Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели. – М.: Госстандарт России, 2004. 7 с.
17. Газовая турбина большой мощности ГТЭ-170 [Электронный ресурс]. Официальный сайт АО “Силовые машины”. URL: <https://power-m.ru/customers/thermal-power/gas-turbines/> (дата обращения 30.01.2025).
18. Газовая турбина F-класса ГТЭ-65 [Электронный ресурс]. Официальный сайт АО “Силовые машины”. URL: <https://power-m.ru/customers/thermal-power/gas-turbines/> (дата обращения 30.01.2025).

## **Comparison of Promising Cogeneration Technologies Based on Fuel Efficiency Criteria**

**M. D. Dilman<sup>1,\*</sup> S. P. Filippov<sup>1,\*\*</sup>**

<sup>1</sup>*Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

<sup>\*</sup>*e-mail: inei1985@mail.ru*

<sup>\*\*</sup>*e-mail: fil@eriras.ru*

The energy efficiency of combined generation of electric and thermal energy based on gas turbine and combined-cycle technologies is estimated in comparison with steam power plants, as well as separate generation at condensing power plants (CPP) and boiler houses, under current conditions and in the foreseeable future. The efficiency of cogeneration under modern technological conditions is shown. According to the calculations, at present, the implementation of combined generation of electric power and heat based on modern power plants during the modernization of CHPPs will provide savings of 17 to 35% of fuel compared to separate generation. In the future, upon reaching the average annual efficiency of CPPs at the level of 55%, the fuel savings will decrease, but will remain and will amount to 6 to 23%. A comparison of domestically produced power plants that can be widely used in the modernization of steam turbine CHPPs is carried out. The integrated technical and economic indicators are proposed, taking into account the dependence of gas turbine and combined-cycle plants on the ambient air temperature in combination with the heat supply mode. The fuel efficiency of cogeneration is estimated for heat load schedules with a share of the base year-round load in the range from 7 to 25%, typical for consumers in the Russian Federation (RF). The advantages and limitations of different cogeneration technologies in the climatic conditions of the regions of the RF are shown. The estimates cover a wide range of climatic conditions of the regions of the RF, where large and medium-sized CHPPs are located.

*Keywords:* electric power, district heating, combined heat and power plant, gas turbine plant, combined-cycle gas turbine plant, steam turbine plant, electrical power, cogeneration, efficiency factor, fuel utilization factor