

УДК 621.165

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ НА ТЭЦ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Иванов А.В., Лапатин М.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

В настоящее время в Белорусской энергосистеме имеет место проблема с обеспечением баланса мощностей в ночные часы, что связано с большой долей мощности ТЭЦ и приводит к необходимости их разгрузки ниже теплового графика. В перспективе, при ожидаемом вводе двух крупных энергоблоков АЭС, эта проблема существенно обострится и регулирование суточного графика без применения специальных мероприятий станет невозможным [1].

В исследованиях по маневренным ТЭЦ, выполненных в восьмидесятые годы прошлого века (значительное место в которых занимают работы Белорусского отделения ВНИПИэнергопром задача в основном сводилась к выбору наиболее эффективного способа получения маневренной мощности на ТЭЦ, работающих в отопительный период с полной загрузкой теплофикационных отборов. При этом обоснованно считалось, что по своим технико-экономическим характеристикам ТЭЦ должны вступать в регулирование суточного графика электрической нагрузки энергосистемы только после того, как конденсационные электростанции исчерпали свои маневренные возможности.

При вводе Белорусской АЭС, базовая мощность которой составит около трети прогнозной потребности энергосистемы в пики потребления и около половины – в часы его спада, ситуация существенным образом изменится. В отопительный период электроснабжение потребителей почти полностью перейдет к АЭС и ТЭЦ, и на ТЭЦ ляжет несвойственная для них функция регулятора суточных графиков электрических нагрузок в больших масштабах, включая всю переменную часть этих графиков [2].

В таких условиях определяющим фактором при выборе способа получения на ТЭЦ маневренной мощности станет снижение выдачи электрической мощности от ТЭЦ в энергосистему. В наибольшей мере [2] этому критерию соответствует ночная разгрузка отборов теплофикационных турбоустановок на специально устанавливаемые электродкотлы (ЭК), использующие электроэнергию, вырабатываемую на тех же турбоустановках (рисунок 1).

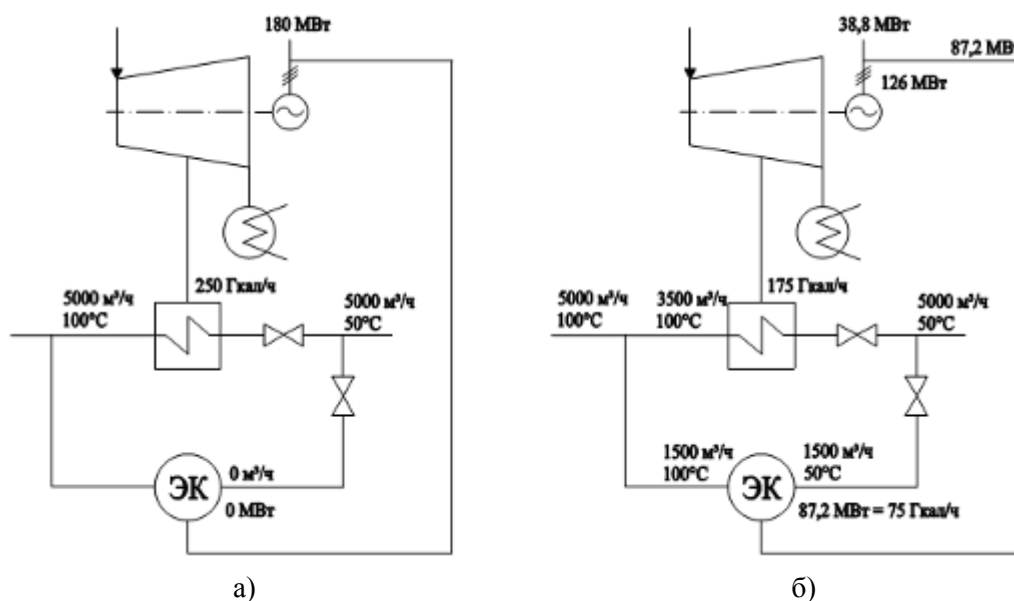


Рисунок 1 – Разгрузка блока 180 МВт на электродкотлы: а – исходный режим; б – режим разгрузки

В РУП «БелНИПИэнергопром» по поручению ГПО «Белэнерго» произведено исследование энергетической и экономической эффективности такого решения [2].

В [2] определена потребность в электродотлах в зависимости от спроса на маневренную полупиковую мощность ТЭЦ, то есть от требуемого снижения выдачи электрической мощности в энергосистему $\Delta P_{\text{рг}}$, для крупных теплофикационных паротурбинных установок (ПТУ). Величина $\Delta P_{\text{рг}}$ складывается из фактического снижения мощности турбоагрегата ниже теплового графика $\Delta N_{\text{тф}}$ и потребления электроэнергии электродотлами $N_{\text{эк}}$, значения которых можно выразить через снижение нагрузки отопительных отборов $\Delta Q_{\text{отб}}$, соответствующее теплопроизводительности $Q_{\text{эк}}$:

$$N_{\text{эк}} = \Delta P_{\text{рг}} / (W_{\text{тф}} \eta_{\text{эк}} + 1 / \eta_{\text{эк}}) \quad (1)$$

где $W_{\text{тф}}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении; $\eta_{\text{эк}}$ – КПД электродотлов.

Как видно, необходимая мощность электродотлов будет тем выше, чем больше задаваемая энергосистемой глубина разгрузки турбоустановки $\Delta P_{\text{рг}}$ и чем ниже удельная теплофикационная выработка $W_{\text{тф}}$ теплофикационного турбоагрегата.

При этом величина снижения выдачи электрической мощности в энергосистему $\Delta P_{\text{рг}}$ [4]
- при разгрузке отборов турбин на электродотлы

$$\Delta P_{\text{рг}} = W_{\text{тф}} \Delta Q_{\text{отб}} + (W_{\text{тф}} + 1 / \eta_{\text{эк}}) \Delta Q_{\text{отб}} \quad (2)$$

- при разгрузке отборов турбин на традиционные водогрейные котлы

$$\Delta P_{\text{рг}} = W_{\text{тф}} \Delta Q_{\text{отб}}. \quad (3)$$

Из сравнения (2) и (3) видно, что при одной и той же разгрузке отбора по теплоте $\Delta Q_{\text{отб}}$ в варианте с электродотлами достигается большее снижение выдачи электрической мощности в энергосистему $\Delta P_{\text{рг}}$ на величину электрической мощности, расходуемой на электродотлы $N_{\text{эк}}$. Поскольку для крупных теплофикационных турбоагрегатов, таких как Т-100/120-130, Т-180/210-130 и Т-250/300-240 характерно значение $W_{\text{тф}} \approx 0,5 \dots 0,55$, для достижения равного эффекта по снижению выдачи электрической мощности при разгрузке отборов на электродотлы потребуется в три раза меньшая разгрузка отборов турбоагрегатов по теплоте и меньшее снижение мощности парогенераторов ТЭЦ [2].

Как видно из рисунка 1 разгрузив теплофикационный энергоблок с турбоустановкой Т-180-210 на 30% с передачей 75 МВт тепловой нагрузки, т.е. 30% исходной, на электродотлы, можно сократить выдачу электрической мощности в энергосистему на 78,5%.

С энергетической точки зрения использование электродотлов характеризуется «двойной трансформацией» энергии, чем обуславливаются низкий КПД и высокая стоимость производимой теплоты. Однако в предлагаемом решении случае электродотел работает не в целях теплоснабжения, а в целях повышения надежности и эффективности электроснабжения.

При этом необходимо сопоставить две энергетические ценности – получение дополнительной экономии топлива и получение дополнительной маневренной электрической мощности в энергосистеме [2].

Результаты расчетов, приведенные в [2], показали, что разгрузка отборов теплофикационных турбоагрегатов Т-100-130, Т-180-130 и Т-250-240 на электродотлы по сравнению с разгрузкой на топливоиспользующие котлы ТЭЦ приводит к перерасходу топлива в часовом разрезе от 0,4 до 2,3 %, в суточном разрезе – от 0,03 до 0,08 %. Это сравнительно небольшая величина перерасхода топлива, намного ниже той, которую имеют электродотлы при использовании их для теплоснабжения.

Экономическую эффективность в [2] определяли исходя из того, что АЭС станет практически единственной альтернативой ТЭЦ в покрытии полупиковой части суточного

графика электрической нагрузки энергосистемы в зимний период. В качестве экономического критерия в [2] принят срок окупаемости единовременных капитальных вложений в электродкотлы за счет экономии годовых издержек на ТЭЦ при использовании их в маневренном режиме. Эта экономия определялась как разность снижений годовых издержек на ТЭЦ с теплофикационными турбоагрегатами Т-100-130, Т-180-130 и Т-250-240 и АЭС при переводе их с базового на маневренный режим работы. При этом в снижении издержек учитывались экономия затрат, связанная со снижением расхода потребляемого энергоресурса, повышение постоянной составляющей себестоимости электроэнергии, производимой в маневренном режиме, а также дополнительные годовые издержки ТЭЦ на эксплуатацию электродкотлов.

Проведенные РУП «БелНИПИэнергопром» расчеты выявили относительно высокую экономическую эффективность получения маневренной полупиковой мощности на ТЭЦ с применением электродкотлов, по сравнению с получением такой же маневренной мощности на АЭС посредством систематической разгрузки ее энергоблоков в ночные часы зимнего периода [2]. Срок окупаемости капвложений в электродкотлы находится в пределах от 0,5 до 1,5 года в зависимости от мощности турбоагрегатов, единичной теплопроизводительности электродкотлов и цены потребляемого на ТЭЦ природного газа [2].

Литература

1. Короткевич, А.М. О балансе мощностей Белорусской энергосистемы и проблемах регулирования суточного графика нагрузок: настоящее и перспективы / А.М. Короткевич, О.Г. Фоменко // Энергетическая стратегия. – 2008. – №2. – с. 24 – 28.
2. Трутаев, В.И. Применение электродкотлов на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС / В.И. Трутаев, В.М. Сыропушинский // Энергетическая стратегия. – 2010. – № 4(16). – с. 19 – 24.