

**МЕТОД И АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПО АКТИВНЫМ МОЩНОСТЯМ
И МОДУЛЯМ НАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

А. Каримян

В отличие от существующих методов комплексной оптимизации режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) по P-Q параметрам электрических станций в настоящей работе комплексная оптимизация осуществляется по P-U параметрам.

Математическая модель поставленной задачи является типичной моделью нелинейного программирования, и ее можно реализовать только с помощью существующих соответствующих методов. При этом возникают большие вычислительные затруднения, а иногда задача становится нереализуемой. Поэтому поставленная задача решается в два этапа. На первом этапе решается задача расчета так называемого допустимого установившегося режима ЭЭС при Y-форме задания состояния сети.

$$\Phi_m = \begin{cases} \Phi_{pm}(P, Q, U, \Psi_u) = 0; \\ \Phi_{qm}(P, Q, U, \Psi_u) = 0; \end{cases} \quad (1)$$

$$\Phi_k = \begin{cases} \Phi_{pk}(P, Q, U, \Psi_u) = 0; \\ \Phi_{qk}(P, Q, U, \Psi_u) = 0. \end{cases} \quad (2)$$

$$U_{m, \min} \leq U_m \leq U_{m, \max} \quad (3)$$

$$Q_{m, \min} \leq Q_m \leq Q_{m, \max} \quad (4)$$

При решении этой задачи учитываются ограничения типа неравенств, налагаемые на режимные параметры электрических станций. В результате задача оптимизации режима ЭЭС по P-U параметрам электрических станций решается методом классического программирования Лагранжа, что является вторым этапом решаемой задачи.

$$\min F(P) = \min [F_0(P_0) + F_1(P_1) + \dots + F_r(P_r)] \quad (5)$$

$$P_i - \Psi_{pi}(U_i, \Psi_u) = 0; \quad (6)$$

$$Q_i - \Psi_{qi}(U_i, \Psi_u) = 0;$$

Из необходимого условия минимума целевой функции в полученных системах нелинейных алгебраических уравнений фигурируют также системы уравнений установившегося режима.

Системы нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима решаются методом Ньютона-Рафсона при построении соответствующего рекуррентного выражения.

Разработанный вычислительный алгоритм позволяет решить поставленную задачу в два этапа, дает возможность ее решения также двумя способами.

Сущность первого способа заключается в том, что сначала полностью решается первый этап задачи, т.е. расчет допустимого установившегося режима. Затем переходим к осуществлению решения второго этапа задачи, т.е. расчет оптимального режима ЭЭС по P-U параметрам электрических станций.

Разумеется, что при этом результаты, полученные по решению первого этапа задачи, полностью используются во втором этапе решения задачи оптимизации.

Сущность второго способа заключается в том, что после осуществления первой итерации по первому этапу задачи переходим к осуществлению первой итерации по второму этапу задачи.

Разумеется, что при этом полученные результаты по первой итерации первого этапа используются для организации первой итерации по второму этапу задачи.

Практическое применение предложенного метода показало его работоспособность.

НОВАЯ Y-Z ФОРМА УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ЕЕ РЕАЛИЗАЦИЯ ПРИ P-U ТИПЕ СТАЦИОННЫХ УЗЛОВ МЕТОДОМ ВТОРОГО ПОРЯДКА

М. Тамразян, К. Хачатрян, Г. Мкртчян

В последние годы для решения задачи расчета установившегося режима электроэнергетической системы (ЭЭС) широко применяются Y-Z системы нелинейных алгебраических уравнений. Системы Y-Z уравнений относятся к классу эквивалентированных уравнений, и поэтому точность их построения имеет важное значение. Качественное исследование показывает, что чем меньше весомость эквивалентирующих слагаемых, тем точнее составленные нелинейные алгебраические уравнения установившегося режима ЭЭС.

Системы Y-Z уравнений алгебраических уравнений установившегося режима ЭЭС в неявно выраженной форме имеют следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} \Phi_{pm} &= P_m - [P_{Bm} + \Psi_{pm}(U_n, \Psi_{un})] = 0 \\ \Phi_{qm} &= Q_m - [Q_{Bm} + \Psi_{qm}(U_n, \Psi_{un})] = 0 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

$$\left. \begin{aligned} \Phi_{pk} &= P_k - [P_{Bk} + \Psi_{pk}(I'_\ell, I''_\ell)] = 0 \\ \Phi_{qk} &= Q_k - [Q_{Bk} + \Psi_{qk}(I'_\ell, I''_\ell)] = 0 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Если система уравнений (1) зависит от модулей и аргументов комплексных напряжений независимых стационарных узлов, то система уравнений (2) зависит от составляющих комплексных токов нагрузочных узлов.

Величины P_{Bm}, Q_{Bm} являются эквивалентирующими параметрами, учитывающими взаимосвязь общих систем уравнений со стороны нагрузок P_{Bk}, Q_{Bk} источников. В отличие от существующих Y-Z систем нелинейных алгебраических уравнений, вышеуказанные эквивалентирующие параметры имеют более упрощенный вид:

$$P_{Bm} = \sum_{\ell=\Gamma+1}^H [(A'_{m,\ell} I'_\ell - A''_{m,\ell} I''_\ell) \cos \Psi_{um} + (A'_{m,\ell} I''_\ell + A''_{m,\ell} I'_\ell) \sin \Psi_{um}] U_m \quad (3)$$

$$Q_{Bm} = \sum_{\ell=\Gamma+1}^H [(A'_{m,\ell} I'_\ell - A''_{m,\ell} I''_\ell) \sin \Psi_{um} - (A'_{m,\ell} I''_\ell + A''_{m,\ell} I'_\ell) \cos \Psi_{um}] U_m \quad (4)$$

$$P_{Bk} = \sum_{n=0}^{\Gamma} [(B'_{k,n} I'_k + B''_{k,n} I''_k) \cos \Psi_{un} + (B'_{k,n} I''_k - B''_{k,n} I'_k) \sin \Psi_{un}] U_n \quad (5)$$

$$Q_{Bk} = \sum_{n=0}^{\Gamma} [(B'_{k,n} I'_k + B''_{k,n} I''_k) \sin \Psi_{un} - (B'_{k,n} I''_k - B''_{k,n} I'_k) \cos \Psi_{un}] U_n \quad (6)$$

В выражениях эквивалентирующих параметров отсутствуют слагаемые, имеющие определенную весомость.

Уменьшая весомость эквивалентирующих параметров, повышаем точность построения эквивалентных уравнений Y(Z) и Z(Y) блоков.

Количественные и качественные исследования показали, что в зависимости от структуры схемы и числа узлов исследуемой ЭЭС условия сходимости решения системы нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима определенно улучшаются.

Разумеется, что данное обстоятельство определенно будет уменьшать также требуемый объем вычислительных работ при решении соответствующих систем нелинейных алгебраических уравнений установившихся режимов ЭЭС.

МЕТОД И АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПО АКТИВНЫМ И РЕАКТИВНЫМ МОЩНОСТЯМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

А. Хауат

При выборе в качестве управляющих переменных активных и реактивных мощностей независимых стационарных узлов математическая модель комплексной оптимизации режима электроэнергетической системы (ЭЭС) имеет следующий вид:

$$\min F(P) = \min \sum_{m=0}^{\Gamma} F_m(P_m) \quad (1)$$

$$F_{pm}(U, \Psi) = 0, \quad (2)$$

$$F_{qm}(U, \Psi) = 0,$$

$$\begin{aligned}
 P_m^{\min} &\leq P_m \leq P_m^{\max}; \\
 Q_m^{\min} &\leq Q_m \leq Q_m^{\max}; \\
 U_m^{\min} &\leq U_m \leq U_m^{\max}.
 \end{aligned}
 \quad (3)$$

Здесь $F(P)$ - целевая функция, формирующаяся из суммы расходных характеристик электрических станций; p_m, q_m - нелинейные векторные уравнения установившихся режимов; $P_m^{\max}, Q_m^{\max}, U_m^{\max}, P_m^{\min}, Q_m^{\min}, U_m^{\min}$ - допустимые максимальные и минимальные значения активных, реактивных мощностей и модулей комплексного напряжения независимых станционных узлов.

Приведенная математическая модель (1)-(3) является типичной математической моделью нелинейного программирования, и ее можно реализовать методами нелинейного программирования для реализации численных математических моделей вышеприведенного типа связано с большими вычислительными затруднениями. Для реализации математической модели (1)-(3) в основном пользуются условием Куна-Такера, которое обеспечивает только лишь необходимое условие минимизации. В результате получаются системы нелинейных алгебраических уравнений и множество условий типа неравенств, которые носят проверочный характер, являясь бессмысленной задачей, требует большого объема вычислительной работы.

В отличие от существующих методов в настоящей работе математическая модель разбивается на две подмодели. Первой математической моделью является

$$\begin{aligned}
 \min F(P) &= \min \sum_{m=0}^{\Gamma} F_m(P_m); \\
 P_m^{\min} &\leq P_m \leq P_m^{\max}.
 \end{aligned}
 \quad (4)$$

Второй математической моделью является

$$\begin{aligned}
 F_{pm}(U, \Psi) &= 0; \\
 F_{qm}(U, \Psi) &= 0; \\
 Q_m^{\min} &\leq Q_m \leq Q_m^{\max}; \\
 U_m^{\min} &\leq U_m \leq U_m^{\max}.
 \end{aligned}
 \quad (5)$$

Математическая модель (4) позволяет осуществлять оптимизацию режима ЭЭС по активным мощностям электрических станций.

Математическая модель (5) является моделью допустимого установившегося режима ЭЭС. В связи с этим задача комплексной оптимизации режима ЭЭС осуществляется в два этапа.

ՀԱՄԱՐԺԵՔԱՅՎԱԾ ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱԿԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ
 ԿԱՅՈՒՆԱՑՎԱԾ ՌԵԺԻՄԻ ՈՉ ԳԾԱՅԻՆ ՀԱՆՐԱՅՈՒՄԿԱԿԱՆ ՀԱՎԱՍԱ-
 ՌՈՒՄՆԵՐԻ ԼՈՒԾՈՒՄԸ P-U ՏԵՄՔԻ ԿԱՅԱՆԱՅԻՆ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ ՂԵՊՔՈՒՄ
 Գ.Բարսեղյան, Ս.Թամրազյան, Կ.Խաչատրյան

Համարժեքացված էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կայունացված ռեժիմի ոչ գծային հանրահաշվական Z հավասարումների համակարգի լուծումը մինչև այսօր իրականացվել է այն դեպքի համար, երբ որպես նախնական ինֆորմացիա կայանային հանգույցների համար տրված են եղել ակտիվ և ռեակտիվ հզորությունները: Տվյալ աշխատությունում նշված հավասարումների համակարգը լուծվում է այն դեպքի համար, երբ որպես նախնական ինֆորմացիա կայանային հանգույցների համար տրվում են ակտիվ հզորությունները և համալիր լարումների մոդուլները:

Ինչպես հայտնի է, համարժեքացված էէԳ-ի վիճակի հավասարումը գրվում է հետևյալ կերպ

$$\dot{U}_m = \dot{U}_{m\delta}^m + \sum_{n=1}^{\Gamma} Z_{m-n} \dot{I}_n; \quad (1)$$

Այստեղ \dot{U}_m, \dot{I}_n - ն անկախ էլեկտրական կայանների համալիր լարումները և հոսանքներն են: $\dot{U}_{m\delta}^m$ - պայմանական համալիր բազիսային լարումն է; Z_{m-n} - ն անկախ կայանային հանգույցների նկատմամբ կազմված համալիր սեփական և փոխադարձ դիմադրություններն են:

Տրված են անկախ էլեկտրական կայանների ակտիվ հզորությունները, լարման մոդուլները, անհրաժեշտ է որոշել նույն հանգույցների ռեակտիվ հզորությունները և լարման արգումենտները:

Տալով կայանային հանգույցների ռեակտիվ հզորություններին

պատահական արժեքներ, ենթադրենք $Q_n = \frac{1}{2} P_n$, որոշում ենք \dot{I}_n -ի թվային արժեքը,

հետևապես և (1) արտահայտության աջ մասի թվային արժեքը:

Այնուհետև որոշում ենք

$$U_{pm} = \Im_m (\dot{U}_{m\delta}^m + \sum_{n=1}^{\Gamma} Z_{m-n} \dot{I}_n); \quad (2)$$

մեծությունը:

Որոշում ենք կայանային հանգույցների համալիր լարումների արգումենտներն՝ համաձայն հետևյալ բանաձևի

$$\Psi_{um} = \arctg \frac{U_{pm}}{\sqrt{U_m^2 - U_{pm}^2}}; \quad (3)$$

Ունենալով m ինդեքսով անկախ կայանային հանգույցի համալիր լարման արգումենտի թվային արժեք՝ կարող ենք որոշել նույն հանգույցի համալիր լարումը: Այնուհետև կարող ենք որոշել կայանային հանգույցների համար ռեակտիվ հզորությունների նոր թվային արժեքներ:

$$Q_m = \sum_m (\hat{U}_m \hat{I}_m) \quad (4)$$

Որոշելով ռեակտիվ հզորության նոր թվային արժեք, կանցնենք հաջորդ քայլին, որոշելով \hat{I}_m -ի նոր թվային արժեք:

Նշված ձևով կազմակերպելով հաջորդ խտրացիաները, որպես զուգամիտման չափանիշ ընտրում ենք

$$\left| \frac{U_{pm}}{U_{am}} \right|^{h+1} - \left| \frac{U_{pm}}{U_{am}} \right|^h \leq \left| \frac{\Delta U_{pm}}{\Delta U_{am}} \right| \quad (5)$$

Այստեղ h -ն խտրացիաների համարն է, իսկ ΔU_{pm} և ΔU_{am} մեծությունները մեր կողմից ընտրված դրական թվեր են:

ԿՈՍԵՐՑԻՈՆ ԿՈՐՈՒՄՍՆԵՐԸ ԷԼԵԿՏՐՎԿԱՆ ՑԱՆՅԵՐՈՒՄ

Վ.Առաքելյան, Մ.Թամրազյան, Կ.Խաչատրյան

Շուկայական հարաբերությունների ժամանակ ենթադրաբար անհրաժեշտ է միայն տեխնիկական, այլ նաև կոմերցիոն խնդիր է: Ինչպես հայտնի է, էլեկտրական ցանցերում էլեկտրական էներգիայի գումարային կորուստները կարելի է որոշել հետևյալ արտահայտությամբ.

$$\Delta W = \Delta W_{տեխ} + \Delta W_{կ} \quad (1)$$

որտեղ $\Delta W_{տեխ}$, $\Delta W_{կ}$ - տեխնիկական և կոմերցիոն կորուստներն են էլեկտրական ցանցերում:

Ընդհանուր դեպքում կոմերցիոն կորուստները կարելի է որոշել հետևյալ արտահայտությամբ.

$$\Delta W_{կ} = \Delta W_{կ1} + \Delta W_{կ2} \quad (2)$$

որտեղ $\Delta W_{կ1}$ - կոմերցիոն կորուստներն են պայմանավորված հաշվառման սարքերի անճշտություններով

$\Delta W_{կ2}$ - կոմերցիոն կորուստներն են, որոնք պայմանավորված են էլեկտրական սպառիչների դեբիտորական պարտքերով և հաշվառման կանոնների խախտումներով:

Կոմերցիոն կորուստները պատճառում են բավականին մեծ ֆինանսական վնասներ ինչպես էլեկտրական ցանցերին, այնպես էլ պետությանը: Այդ վնասը մոտավորապես կարելի է որոշել հետևյալ արտահայտությամբ.

$$Y = (\Delta W_{կ1} + \Delta W_{կ2}) * C \quad (3)$$

որտեղ C -ն արտադրված էլեկտրական էներգիայի միջին սակագինն է ենթադրյալ կան համակարգում:

Միջազգային փորձագետների կարծիքով էլեկտրատներգիայի ընդհանուր հարաբերական կորուստները պետք է գտնվեն (4-5)% -ի սահմաններում, իսկ մաքսիմում մակարդակը չպետք է գերազանցի 10% -ին (2): Եթե կորուստների մակարդակը գերազանցում է 10% -ին, նշանակում է, որ մեծ է կորուստների կոմերցիոն բաղադրիչի մեծությունը: Այն փոքրացնելու համար անհրաժեշտ է վերլուծության ենթարկել կոմերցիոն կորուստների առաջացման պատճառները: Ինչպես ցույց են տալիս վերլուծությունները այդ պատճառները կարելի է բաժանել երկու մասի:

1. Կոմերցիոն կորուստների ներքին պատճառներ
 ա) Արտադրված էլեկտրատներգիայի հաշվառում,
 բ) Տեխնիկական կորուստների հաշվարկ և վերլուծություն,
 գ) էլեկտրական սպառիչների միացում էլեկտրական ցանցերին,
 դ) էլեկտրական սպառիչների վերաբերյալ տեխնիկական, արժինիստրատիվ և կոմերցիոն ինֆորմացիայի համակարգչային զրանցում:

2. Կոմերցիոն կորուստների արտաքին պատճառներ
 ա) Պետության հարկային և սակագնային քաղաքականություն,
 բ) էլեկտրական ցանցերի և մարզային կառավարման մարմինների փոխհարաբերություններ,
 գ) Զրեական օրենսդրական դաշտի առկայություն կապված էլեկտրատներգիայի հափշտակումների հետ:

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ МАЛЫХ ГЭС С УЧЕТОМ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕКИ

А. Григорян, А. Мовсесян, Р. Цоян, Г. Демирчян

В предложенном варианте выбор мощности малых ГЭС осуществляется с учетом степени использования водного стока реки.

Для удобства анализа и расчетов обычный хронологический график среднемесячного расхода преобразован в среденедневный нарастающий график, который можно представить следующей функцией:

$$q^1 = A_1 + A_1 t + A_2 t^2 + A_3 t^3 \dots \quad (1)$$

Задаваясь расчетным расходом воды, тем самым задается и мощность малых ГЭС.

$$P_{ст} = \eta g H_p q_p \quad (2)$$

$$\text{Годовой сток малых ГЭС } Q_{гс} = 8,64 * 10^5 \left[\int_0^T q_t dt + q_p (T - t_1) \right] \quad (3)$$

где t_1 - точка пересечения функции (1) с прямой $q_t = q_p$; $T = 360$ дней

$$\text{Годовой сток реки: } Q_{гп} = 8,64 \int_0^T q_t dt \quad (4). \text{ Годовая выработка электроэнергии}$$

$$W_{г} = 20,83 * 10^{-4} * H_p Q_{гс} \quad (5)$$

Для оценки эффективного использования малых ГЭС введен коэффициент

$$K_u = \frac{W_r}{8,64 \times 10^3 P_{cl}} = \frac{Q_{rc}}{31,1 \times 10^6 q_p} \quad (6)$$

Введем также коэффициент использования водного стока реки: $K_q = \frac{Q_{rc}}{Q_{rp}} \quad (7)$

Себестоимость одного кВт часа принимаем равной $Y_1 = \frac{I_r + C_Q}{W_r} \quad (8)$

где $I_r = \alpha * P_{cr} \quad (9)$ годовая издержка; $C_Q = \eta H_p Q_{rc} \quad (10)$ - стоимость использования годового стока, η - значение стоимости одного кубо-метра воды при $H_r = 1$ принимается равным $\eta = A \times K_u \quad (11)$

Решая совместно (5), (6), (8), (9), (11), получим:

$$Y_1 = \frac{\alpha}{8,64 \times 10^3 \times K_u} + \frac{A \times K_u}{20,84 \times 10^{-4}} \quad (12)$$

При $q_p \leq q_{t \min}$, $K_u = 1$ и ГЭС работает в течение года полной мощностью вне зависимости от водного режима реки. Исходя из этого, можно принять: $Y_1 = Y_5$, т.е. стоимости одного кВт час. ТЭЦ. Подставляя эти условия в (12) и принимая $\alpha = 30$, $Y_5 = 0,04$, определим постоянную $A = 0,761$. Соответственно

уравнение (12) принимает вид: $Y_1 = \frac{3,472 \times 10^{-3}}{K_u} + 0,0365 \times K_u \quad (13)$

Экстремум указанной функции соответствует точке: $K_u = 0,31 - Y_{1 \min} 0,022\%$. Принимая допустимое увеличение, получим допустимый предел изменения от 0,31 до 0,58, что совпадает с аналогичными данными в мировой практике по малой гидроэнергетике.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ЧИСЛА И МОЩНОСТИ АГРЕГАТОВ МАЛЫХ ГЭС

А. Григорян, А. Саркисян, Г. Демирчян, А. Мамиконян

Значительные изменения расхода вод малых рек в течение года, а также снижение КПД гидротурбин при малых нагрузках заметно снижают эффективность использования водного потока реки.

С целью повышения этой эффективности предлагается рассмотреть случай, когда на станции имеется "n" агрегатов одинаковой мощности и один агрегат другой.

В этом случае мощность МГЭС $P_{cm} = P_1 + nP_2 \quad (1)$

где $P_1 = \xi P_2 \quad (2)$

если

$$a) P_1 \leq P_2 \quad 0 < \xi < 1$$

$$б) P_1 \geq P_2 \quad \xi > 1$$

Нами рассматривается только вариант "а".

Соответственно (1) и (2) расходы воды равны

$$q_{pc} = q_{p1} + nq_{p2} \quad (3) \quad \text{и} \quad q_{p1} = \xi q_{p2} \quad (4)$$

Решая совместно, получим

$$q_{2p} = \frac{q_{pc}}{\xi + n} \quad (5) \quad q_{1p} = \frac{\xi q_{pc}}{\xi + n} \quad (6)$$

Мощность агрегатов в момент t равна

$$P_{1t} = \eta_1 H_p q_{1t} \quad (7) \quad P_{2t} = \eta_2 H_p q_{2t} \quad (8)$$

Для выполнения дальнейших расчетов и с целью их упрощения принимаем $\eta_{n1} = \eta_{n2} = 0,765$

$$\eta'_1 = \eta'_2 = \eta' = 1,156 \left(1 - \varepsilon^{-2q't} \right) \quad (9)$$

$$\text{где } q'_t = \frac{q_t}{q_p} \quad (10)$$

Соответственно

$$P_1 = 8,67 \left(1 - \varepsilon^{-2q'^1 t} \right) \times H_p \times q_{1t} \quad (11)$$

$$P_2 = 8,67 \left(1 - \varepsilon^{-2q'^2 t} \right) \times H_p \times q_{2t} \quad (12)$$

Выработанная электроэнергия в период от t_2 до t_j дней

$$W_1 = 208 H_p \int_{t_2}^{t_j} \left(1 - \varepsilon^{-2q'^1 t} \right) q_{1t} dt \quad (13)$$

$$W_2 = 208 H_p \int_{t_2}^{t_j} \left(1 - \varepsilon^{-2q'^2 t} \right) q_{2t} dt \quad (14)$$

В соответствии с водным режимом реки для его отдельных фаз выбираются число и тип агрегатов таким образом, чтобы они работали по возможности ближе к номинальному режиму.

В работе предлагается методика для определения годовой выработки станции в зависимости от ξ при различных значениях "n". На основании этих расчетов выбирается оптимальное значение "n" и ξ , при которых суммарная годовая выработка электроэнергии имеет максимальное значение.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА "ВЕТВЕЙ И ГРАНИЦ" ДЛЯ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Р.Егоян, Р.Закарян

Одной из задач, возникающих при проектировании электроэнергетических систем, является выбор оптимального варианта построения электрической сети, соответствующего минимальному значению приведенных затрат на ее сооружение и эксплуатацию при заданных мощностях электростанций и нагрузках потребителей. Большинство технических мероприятий независимо от их вида и масштаба в ряде случаев можно выполнить различными способами. Можно было бы считать что оптимальным вариантом будет тот, который в максимальной степени учитывает новейшие достижения науки. Но более правильно считать лучшим тот вариант, который дает либо заданный технический эффект при наименьшей величине затрат, либо наибольший технический эффект при фиксированных экономических затратах. Решение задачи оптимального развития электрических сетей предполагает задание графа существующей сети и возможных вариантов его развития, информации о размещении и величины нагрузок потребителей и генерирующих мощностей. Необходимо выбрать стратегию оптимального развития сетей. Критерием выбора наилучшего варианта развития сети принимается минимум суммы приведенных затрат на сооружение, развитие и эксплуатацию сети в течение заданного периода T. Затраты на сооружение, развитие сети определяются капиталовложениями в сооружение линий, оборудование подстанций. Затраты на эксплуатацию сети подразделяются на постоянную и переменную составляющие, последняя из которых определяется стоимостью потерь электроэнергии. Задачу выбора оптимального варианта электрической сети можно сформулировать следующим образом: минимизировать функцию $F = \sum_{i,j} (P_{ij})$;

Минимуму этой функции F соответствует сеть без контуров, т.е. P_{ij} отличны от нуля только для линий, входящих в некоторое дерево полного графа сети.

Для решения поставленной задачи имеется ряд приближенных методов, однако оценка близости получаемого решения к оптимальному затруднена, и поэтому представляет не только теоретический, но и практический интерес разработка точных методов решения задачи, обеспечивающих определение глобального минимума функции F. Так как оптимальному решению соответствует некоторое дерево исходного графа, то в принципе оптимальное решение можно было бы найти перебором всех возможных деревьев. Однако число всевозможных деревьев для полного графа сети, содержащих n узлов, равно n^{n-2} , и поэтому прямой перебор вариантов практически невозможен даже при слишком больших n. Нами рассматривается возможность применения для решения этой задачи методов ограниченного перебора, использующих специфику задачи для резкого снижения числа рассматриваемых вариантов и в то же время обеспечивающих получение глобального минимума целе-

вой функции. Для ограничения перебора использован метод "ветвей и границ", этот метод заключается в том, что всевозможные варианты решения разбиваются на перекрывающиеся группы, и каждой группе ставится в соответствие некоторая нижняя оценка значений целевой функции для множества вариантов данной группы. Затем каждая из этих групп разбивается на более мелкие, для каждой из которых также вычисляется нижняя оценка. Если при очередном делении вариантов значение нижней оценки для какой-либо группы вариантов оказывается выше или равным величине целевой функции для наилучшего из рассмотренных вариантов, то вся эта группа может быть отброшена, так как она заведомо не содержит оптимального варианта. Предложенный алгоритм позволяет определить вариант построения электрической сети, соответствующий глобальному минимуму затрат.

ՎԱՆԱՉՈՐԻ ՁԷԿ-Ի ԵՎ ԲԱՂԱՔԻ ՋԵՐՄԱՍԱՏԱԿԱՐԱՐՄԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՎԵՐԱՆԱՀԱՐԱՐՈՑՄԱՆ ՏԵԽՆԻԿԱՆ-ՏՆՏԵՍԱԿԱՆ ՀԻՄՆԱԽՆՆԴԻՐՆԵՐԸ

Ռ.Սարգսյան, Ռ.Շամսյան

Վանաձորի ՁԷԿ-ը նախագծված է էլեկտրական էներգիայի արտադրության և քաղաքի ջերմամատակարարման համար: Այն կահավորված է ջերմաֆիկացիոն տուրբոագրեգատներով, որոնցում էլեկտրաէներգիայի արդյունավետ արտադրությունը պայմանավորված է տուրբինում աշխատած գոլորշու ջերմության օգտագործմամբ: Վերջին տարիներին, երբ խափանվել է քաղաքի բնակչության, արդյունաբերական ձեռնարկությունների ջերմամատակարարումը Վանաձորի ՁԷԿ-ը չի գործում: Երբ վերաշահագործումը հնարավոր է միայն ջերմային էներգիայի պահանջի վերականգնման և հետևաբար էժան էլեկտրական էներգիայի արտադրության դեպքում: Վանաձորի քիմիական, արհեստական մանրաթելերի գործարանների վերագործարկումը, քաղաքի բնակելի և հասարակական շենքերի կենտրոնացված ջերմամատակարարման վերականգնումը ջերմաէլեկտրակենտրոնի համար կապահովեն կայուն ջերմային բեռնվածություն: Ջերմաէլեկտրակենտրոնում տեղադրված ITT-25-90 շոգետուրբինը վերանորոգումից հետո կարելի է աշխատեցնել լրիվ բեռնվածությամբ քաղաքին մատակարարելով ջերմություն՝ ջեռուցման և տաք ջրամատակարարման համար:

Արդյունաբերական ջերմային սպառման հիման վրա կարելի է աշխատեցնել ջերմաէլեկտրակենտրոնի հակաճնշումային շոգետուրբինները՝ գործարանների ջերմային բեռնվածության աճի դինամիկային համապատասխան:

Սակայն, ներկայումս գործող շուկայական տնտեսավարության պայմաններում, ջերմաէլեկտրակենտրոնի համար մշտական ջերմային բեռնվածություն կարելի է ապահովել միայն նրանում արտադրված ջերմային էներգիայի ցածր սակագնի դեպքում: Այդ նպատակով առաջարկվում է վերակառուցել Վանաձորի ջերմամատակարարման համակարգը գոյություն ունեցող անկախ սխեմայից անցնելով ջեռուցման տեղակայանքները ջերմային ցանցին միացման կախյալ սխեմային: Դա ապահովում է ջերմության անմիջական հաղորդումը ջեռուցման սարքերին առանց միջանկյալ տաքացուցիչների, որոնցում տեղի էր ունենում ջերմակրի ջերմաստիճանի անկում:

Առաջարկվում է տաք ջերմամատակարարման տեղակայանքը ջերմային ցանցին միացնել երկաստիճանային հաջորդական սխեմայով, որի միջոցով ավելի լրիվ է օգտագործվում ջերմակրի ջերմային պոտենցիալն զգալիորեն կրճատելով նրա ձախսը:

Առաջարկվում է նաև ջերմամատակարարման համակարգում իջեցնել ջերմակրի հաշվարկային ջերմաստիճանը մինչև 95°C, որը հնարավորություն կընձեռնի համակցված եղանակով արտադրել լրացուցիչ քանակությամբ էլեկտրական էներգիա և բացի այդ զգալիորեն կրճատել ջերմային կորուստները ջերմային ցանցում:

Համակցված եղանակով էլեկտրական էներգիայի լրացուցիչ արտադրությունը կարող է որոշվել

$$\Delta \mathcal{E}_p = \mathcal{E}_p \left(\frac{H_p^*}{H_p} \cdot \frac{i_p - \bar{i}_{ly}}{i_p^* - \bar{i}_{ly}} - 1 \right) Q_p$$

որտեղ \mathcal{E}_p -ն էլեկտրական էներգիայի տեսակարար արտադրությունն է համակցված եղանակով, կ/տժ/գկալ, H_p -ն արհիաբատ ջերմանկումն է շոգետուրբինում, կկալ/կգ, i_p , \bar{i}_{ly} -ն գոլորշու և կոնդենսատի էնթալպիաներն են շոգետուրբինից և կոնդենսատորից հետո, կկալ/կգ, Q_p -շոգետուրբինի առումից բաց թողնված ջերմաքանակն է, գկալ:

Կատարված է տեխնիկա-տնտեսական հաշվալ: Առաջարկությունների ներդրումը վաճառորի ջերմամատակարարման համակարգում հանգեցնում է ՋԷԿ-ի և քաղաքի ջերմամատակարարման արդյունավետության բարձրացմանը, արտադրված էլեկտրական և ջերմային էներգիաների սակագների նվազեցմանը:

Համակցված եղանակով էլեկտրական և ջերմային էներգիաների արտադրության տնտեսական օգուտը պետք է վերագրվի համեմատական կարգով նաև էլեկտրական ու ջերմային էներգիաների արտադրությանը նրանց սակագների համապատասխան նվազեցման նպատակով:

ԲՆԱԿԵԼԻ ՇՐՋԱՆՆԵՐԻ ՋԵՐՄԱՖԻԿԱԳՆՈՒՄ ՀԱՄԱԿԱՐԳԵՐՈՒՄ ՎԱՌԵԼԻՔԻ ԾԱԽՍԻ ՈՐՈՇՈՒՄԸ ԿԱՆՎԱԾ ՋԵՐՄՈՒԹՅԱՆ ԱՌԱՔՄԱՆ ԿԱՐԳԱՎՈՐՄԱՆ ԶԵՐՄԱՍՏԻԾԱՆԱՅԻՆ ԳՐԱՖԻԿԻ ԸՆՏՐՈՒԹՅՈՒՆԻՑ

Ո. Շամանյան, Ղ. Վարդանյան, Վ. Խարազյան

Բնակելի շրջանների ջերմամատակարարումը ջերմաֆիկացման համակարգերի օգնությամբ հնարավորություն է տալիս ջերմաէլեկտրակենտրոնում էլեկտրական և ջերմային էներգիաների համակցված եղանակով արտադրության միջոցով հասնել վառելիքի ծախսի զգալի տնտեսման: Այն եապես կախված է ջերմության առաքման կարգավորման ջերմաստիճանային գրաֆիկի ընտրությունից: Բարձր ջերմաստիճանային գրաֆիկների դեպքում կրճատվում է էլեկտրական էներգիայի արտադրությունը համակցված եղանակով, որը հանգեցնում է ջերմաէլեկտրակենտրոնում վառելիքի ծախսի մեծացման:

Վառելիքի տարեկան ծախսը ջերմաէլեկտրակենտրոնում \mathcal{E} քանակությամբ էլեկտրական էներգիա և Q քանակությամբ ջերմային էներգիա արտադրելու համար որոշվում է հետևյալ բանաձևով

$$B = b_p^t \cdot \mathcal{E} + b_y^t \cdot \mathcal{E}_{p4} + b_p^g \cdot Q$$

որտեղ b_p^t , b_y^t - վառելիքի տեսակարար ծախսերն են էլեկտրական էներգիայի արտադրության համար ջերմաֆիկացման և կոնդենսացման եղանակներով, կգ/կ/տժ, b_p^g - վառելիքի տեսակարար ծախսն է ջերմային էներգիայի արտադրության համար, կգ/գկալ, \mathcal{E} , \mathcal{E}_{p4} - էլեկտրական էներգիայի տարեկան արտադրությունն է ջերմաֆիկացման և կոնդենսացման եղանակներով, կ/տժ,

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_p + \mathcal{E}_{p4}$$

Բնակելի շրջանների համար ջերմային սպառման տարեկան մեծությունը կարելի է որոշել

$$Q = (0.5n_p + \rho n_{տ}) Q'_p$$

որտեղ $n_p, n_{տ}$ - ջեռուցման սեզոնի և տարվա տևողությունն է ժամերով, ρ - տաք ջրամատակարարման միջին ջերմային բեռնվածության և ջեռուցման հաշվարկային ջերմային բեռնվածության հարաբերությունն է, Q'_p - ջեռուցման հաշվարկային ջերմային բեռնվածությունն է, գկալ/ժ:

էլեկտրական էներգիայի տարեկան արտադրությունը ջերմաֆիկացման եղանակով կարելի է որոշել

$$\mathcal{E}_p = \mathcal{E}_{p\Phi} Q_{p\Phi}$$

որտեղ \mathcal{E}_p - էլեկտրական էներգիայի տեսակարար արտադրությունն է ջերմաֆիկացման եղանակով, կ/տժ/գկալ, $Q_{p\Phi}$ - շոգետուրբինների առումներից առաքված տարեկան ջերմաքանակն է, գկալ:

$$Q_{p\Phi} = [\rho(n_{տ} - 0.5n_p) + \alpha_p n_p (1 - 0.5\alpha_p)(1 + \rho)] Q'_p$$

որտեղ α_p - ջերմաֆիկացիայի գործակիցն է,

$$\alpha_p = \frac{Q_{տp}^{dhp} + Q_p}{Q_{տp}^{dhp} + Q'_p} = \frac{\rho + \bar{Q}_p}{\rho + 1}$$

Ջեռուցման հարաբերական ջերմաքանակը \bar{Q}_p -ն կիրառության համար թույլատրելի ճշտությամբ կարելի է որոշել հետևյալ բանաձևով.

$$\bar{Q}_p = \frac{t_h - \Delta t_p - 18}{52 + \delta \tau'_p}$$

որտեղ t_h - շոգետուրբինի առման ճնշմանը համապատասխան գոլորշու հագեցման ջերմաստիճանն է, °C, Δt_p - թերտաքացումն է ցանցային հիմնական տաքացուցիչում, °C, $\delta \tau'_p$ - ջերմության առաքման կարգավորման ջերմաստիճանային գրաֆիկը բնութագրող ջերմաստիճանների հաշվարկային տարբերությունն է, °C:

Ըստ \bar{Q}_p - արժեքի անալիտիկորեն կարող են որոշվել ջերմաֆիկացիայի գործակիցը, շոգետուրբինի առումից բաց թողնված տարեկան ջերմաքանակը և վառելիքի ծախսը ջերմաէլեկտրակենտրոնում ջերմության առաքման կարգավորման տարբեր ջերմաստիճանային գրաֆիկների դեպքում:

ՋԵՐՄՈՒԹՅԱՆ ՏԵԽՆԻԿԱԿԱՆ ԱՇԽԱՏՈՒՆԱԿՈՒԹՅԱՆ ԿԱՄ ԷԿՍԵՐԳԻԱՅԻ ՄԱՍԻՆ

Ղ. Վարդյան, Բ. Վարդյան

Վերջին տարիներին էներգետիկական տարբեր տեղակայանքների թերմոդինամիկական հաշվարկներում կիրառություն է գտել ջերմային էներգիայի հնարավոր առավելագույն աշխատանքի գնահատման մեթոդը, որն ընդունված է անվանել տեխնիկական աշխատունակություն կամ էկսերգիա:

Քաճախ էկսերգիայի գաղափարը օգտագործվում է տեխնիկա-տնտեսական խնդիրների լուծման համար: Սակայն այդ մեթոդի որակական և քանակական առավելությունները կարելի է պարզել միայն կոնկրետ հաշվարկների և համեմատությունների միջոցով:

Ներկայումս բերնոդինամիկական բարդ պրոցեսների համեմատման միջոցով, ընդ որում օպտիմալ արժեքների որոշման ժամանակ՝ հաճախ մնացած մեծություններն ու պարամետրները ընդունելով հաստատուն: Նշված եղանակով որոշվում են նաև փնտրվող մյուս պարամետրերի օպտիմալ արժեքները: Այս դեպքում հաշվի չի առնվում այն կարևոր հանգամանքը, որ եթե առանձին պարամետրերի միջև լինեն ոչ ճիշտ առանջություններ, ապա կազմված տարբերակները կարող են լինել անհամեմատելի: Այլ խոսքով, հնարավոր է, որ տարբերակային համեմատությամբ գտնված առաջին պարամետրի օպտիմալ արժեքն արդեն հաջորդ պարամետրերի որոշման ընթացքում լինի ոչ օպտիմալ և այլն:

Ամիրաժեշտ է, որ տեխնիկա-տնտեսական հաշվարկների ժամանակ համեմատվող տարբերակները կազմվեն նրանցից յուրաքանչյուրի համար ամենաշահավետ պայմաններում: Վերջինս հնարավոր է միայն տեղակայման բոլոր տեխնիկական և տնտեսական ցուցանիշների մաթեմատիկական կապերի բացահայտման դեպքում: Տարբերակների համեմատման միջոցով օպտիմալ տարբերակների որոշումը բավական բարդ եղանակ է, քանի որ մեկ տարբերակի հաշվման համար արդեն պետք է կազմվի ողջ տեղակայման լրիվ ջերմային հաշվեկշիռը:

Էկսերգիան էկոնոմիկական կատեգորիա չէ, սակայն էկսերգետիկ վերլուծության ժամանակ հաշվարկները զգալի կերպով պարզեցվում են, և, շատ դեպքերում, մոտավոր գնահատման տեսանկյունից այդ մեթոդը կարող է խիստ օգտակար լինել: Այն հնարավորություն կտա օպտիմալ տարբերակների ընտրության շնորհիվ ճշտելու ջերմային սխեմաների հաշվարկային տարբերակները, քանի որ էկսերգիայի կորուստի փոքրացումը հանգեցնում է շահագործման ծախսերի կրճատման:

Էկսերգետիկ վերլուծության հիմնական խնդիրն է հետազոտել ջերմային պրոցեսների կատարելիության աստիճանը և որոշել հնարավոր սահմաններ նրանց բարելավման համար: Այդ տեսանկյունից էկսերգիան ունի հատկապես մեծ դիզայնիկ նշանակություն և նրա օգնությամբ ջերմային պրոցեսների որակի վրա հակադարձելիության ազդեցության գաղափարը ստանում է պարզ բացատրություն:

Երբ ասում են էներգիայի «կորուստ», չեն հասկանում ընդհանրապես էներգիայի անհայտացում, քանի որ դա կհակասի էներգիայի պահպանության օրենքին: Ավելի հաճախ էներգիայի «կորուստ» մասին խոսում են, երբ մի ձևից մի այլ ձև կերպափոխվելիս այն ստացվում է ավելի պակաս, քան կստացվեր իդեալական պրոցեսի ժամանակ:

Էներգիայի կերպափոխման պրոցեսում այդ տարբերությունը չի անհետանում, այն հայտնվում է արժեզրկված տեսքով, հաճախ ցածր պոտենցիալի ջերմության էներգիայի տեսքով: Այսպիսով էկսերգիայի միջոցով հնարավոր է պարզ ու ակնհայտորեն տալ բերնոդինամիկական բոլոր պրոցեսների գնահատումները: Պրոցեսի ընթացքում բոլոր տարրերի գումարային էկսերգիան փոքրանում է: Միայն կորուստների բացակայության դեպքում (հակադարձելի պրոցեսներ) էկսերգիայի գումարը պրոցեսի սկզբում և վերջում կարող է մնալ հաստատուն: Էկսերգիայի փոքրացումը նույնն է, ինչ էներգիայի նշված «կորուստները», վերջինս հանդիսանում է էկսերգիայի կորուստ: Պրոցեսների անհակադարձելի ընթացքի ժամանակ էկսերգիան կորչում է անդարձելի կերպով, այն դեպքում, երբ էներգիան չի կորչում, այլ անցնում է ոչ ցանկալի ձևերի: Պրոցեսների էկսերգետիկական հաշվեկշիռը ցույց է տալիս ոչ միայն էներգիայի ընդհանուր «կորուստները», այլև հնարավորություն է տալիս բացահայտելու պրոցեսների ընթացքում ցանկացած ջերմաէներգետիկական կորուստների աղբյուրները:

ИССЛЕДОВАНИЕ ГРАВИТАЦИОННО - ИНЕРЦИОННЫХ СЕПАРАТОРОВ

А. Рафаелян

Во многих аппаратах тепловых и атомных электростанций первичное отделение пара от крупнодисперсной влаги, уносимой с зеркала испарения, происходит за счет гравитации в паровом пространстве над барботажным слоем жидкости. Окончательная очистка пара проводится обычно в жалюзийных сепараторах. Гидродинамические процессы, протекающие при отделении пара от капельной влаги в барботажных аппаратах (барабаны паровых котлов, реакторы кипящего типа, испарители, выпарные аппараты), оказывают большое влияние на их металлоемкость, а также на надежность и экономичность их работы в условиях эксплуатации. Для расчета парогенерирующих аппаратов необходимо располагать данными по максимально допустимым нагрузкам как зеркала испарения, так и жалюзийных сепараторов.

Одним из основных параметров, определяющим эффективность сепараторов, является величина критической скорости $W_{кр}''$. При скоростях выше $W_{кр}''$ происходит резкое возрастание влажности пара за сепаратором.

Величина $W_{кр}''$ жалюзийных сепараторов зависит от их конструкций, геометрических размеров жалюзийных каналов, физических свойств сред и влажности пара на входе в сепаратор. На основании данных, полученных в результате систематических экспериментальных исследований, установлено влияние определяющих факторов на эффективность горизонтальных сепараторов (ГС).

Гравитационно - инерционные сепараторы (ГИС) еще не нашли применения. Между тем исследования показывают, что эффективность их в ряде случаев выше эффективности применяемых сепараторов (горизонтальный, вертикальный, наклонный). Однако данных для установления условий, при которых целесообразно применять ГИС, явно недостаточно. В связи с этим весьма актуальным является проведение систематических исследований для установления влияния определяющих факторов на эффективность ГИС.

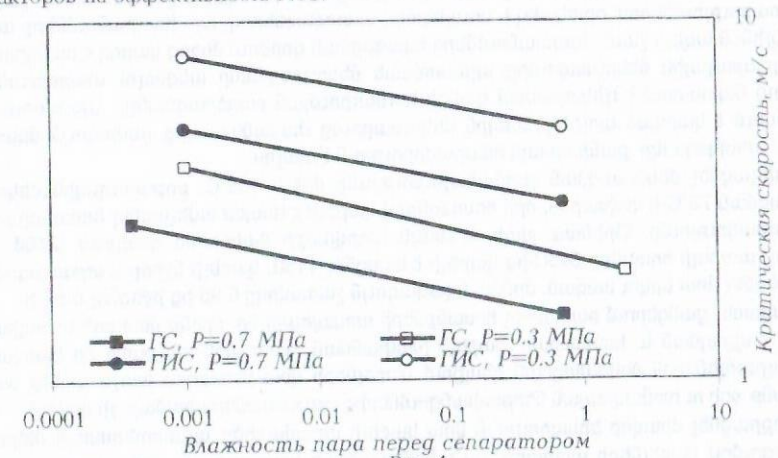


Рис. 1

На рис. 1 приведены зависимости $W_{кр}''$ ГИС (с углом установки пакета к горизонту 17°) и горизонтального сепаратора от влажности пара на входе в сепаратор ω' при давлениях 0.3 и 0.7 МПа. Из этого рисунка можно установить, что $W_{кр}''$ ГИС, как и горизонтального сепаратора, зависит от ω' . При одинаковых условиях повышение давления приводит к уменьшению $W_{кр}''$. Сравнение данных приведенных на рис. 1, показывает, что $W_{кр}''$ ГИС не менее чем в два раза превышает $W_{кр}''$ горизонтального сепаратора во всем диапазоне изменения ω' . На основании данных, приведенных на рис. 1, можно установить, что влияние давления на $W_{кр}''$ для ГИС и горизонтального сепаратора проявляется практически одинаково.

ՊՈԼԻԲԵՐԼԱՅԻՆ ՍԵՎՈՒՄԻՉ ՆՅՈՒԹԵՐԻ ԿԻՐԱՌՈՒՄԸ ԿԱՔԵԼԱՅԻՆ ՏԵԼՆԻԿԱՅՈՒՄ
Գ.Ներսիսյան, Ժ.Միրզաբեկյան, Լ.Յովհաննիսյան, Ս.Ներսիսյան

Ներկայումս մեծ կիրառություն է ստացել պոլիէթիլային մեկուսիչների օգտագործումը կաբելային տեխնիկայում:

Ճապոնիայում կիրառվում են պոլիէթիլային մեկուսիչներ, որոնք ունեն բարձր ջերմակայունություն (մինչև 105°C): Նոր պոլիմերային, բերմոպլաստիկ պոլիէթիլային մեկուսիչներ են օգտագործվում Պերմանիայում և Մեծ Բրիտանիայում: Միացյալ Նահանգներում մինչև 1988թ. օգտագործվում էին էթիլ և էթիլենպրոպիլենային կառուցվածքները: Այնտեղ էլ սկսած 1988-ից սկսեցին օգտագործել միայն պոլիէթիլային ջերմակայուն մեկուսիչներ:

Ըստ վիճակագրական տվյալները թղթայուղային մեկուսացումով մինչև 10կՎ լարման ուժային կաբելները շատ հաճախակի են խափանվում: Օրինակ «Մոսկվա»-ի կաբելային ցանցի յուրաքանչյուր 100կմ երկարության վրա, մեկ տարվա ընթացքում, տեղի է ունենում շուրջ 20 խափանում: Հայկական էլեկտրական ցանցում, որն աչքի է ընկնում իր մի շարք անկատարություններով՝ օբյեկտիվ և սուբյեկտիվ պատճառներով, այս խափանումները անշուշտ կլինեն ավելի շատ: Խափանումների նվազեցման գործում միջոց կարող է հանդիսանալ թղթայուղային մեկուսացումից պլաստմասե մեկուսացմանը անցնելու տարբերակը, որն իրոք նպաստում է էլեկտրական ցանցի հուսալիության բարձրացմանը: Այս առումով համարվում է կարված պոլիէթիլենային մեկուսացումը ժամանակակից լավագույն մեկուսացման տարբերակը քանի որ այն հնարավորություն է տալիս

- ավելացնել մեկուսացման ջերմակայունությունը մինչև 105°C , թղթայուղային մեկուսացման 70°C -ի փոխարեն, որի հետևանքով կարելի է եպպես ավելացնել հոսանքի թողունակությունը: Օրինակ ջիդի միևնույն կտրվածքի մակերեսի դեպքում (2400մ^2), թույլատրելի հոսանքը 345Ա-ից կարելի է հասցնել 415Ա, կաբելի կշիռը և տրամագիծը իջեցնել մոտ երկու անգամ, ծծման նվազագույն շառավիղը 0.95-ից իջեցնել 0.57-ի:
- բացառել ցանցերում բախառող հոսանքների առկայությունը, որոնք մետաղի կոռոզիայի, քայքայման և հետևաբար, կաբելի խափանման պատճառն են, քանի որ կարված պոլիէթիլենային մեկուսացման դեպքում կաբելների վրա մետաղյա պաշտպանիչ թաղանթ ջրի ու խոնավության ներթափանցումներից պաշտպանելու համար, չի դրվում:
- փոքրացնել միավոր երկարության վրա կաբելի տրամագիծը՝ պլաստմասայի մեկուսացումով կաբելների արտադրման տեխնոլոգիայի պարզության, մեծ արտադրողականության և մետաղյա պաշտպանիչ շերտի բացակայության հաշվին: Վերջինս արդ-

յունք է կաբելի կշռի զգալիորեն փոքրացման և նրա ինքնարժեքի շուրջ 2-3 անգամ իջեցման:

- Հայտնի է, որ թղթայուղային կաբելները դժվարությամբ են աշխատում թեթ մայրուղիներում, հատկապես Հայաստանի ռելիեֆային պայմաններում, որտեղ տոգորված յուղականիֆոլային խառնուրդը հոսում է վերից վար, մայրուղու վերին մասերում մեկուսիչը յուղազրկվում է և պատճառ է դառնում դիէլեկտրիկ վնասման: Մինչդեռ, կարված պոլիէթիլային մեկուսիչը գերծ է նման թերություններից:

ИССЛЕДОВАНИЯ СВОБОДНО-КОНВЕКТИВНОГО ТЕПЛООБМЕНА ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ НАГРЕТЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРА В ВОЗДУШНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

А. Киракосян, С. Нерсисян, Ю. Оганесян, А. Киракосян

При оптимальном проектировании систем охлаждения сухих трансформаторов, а также других электротехнических, электронных и электромеханических устройств необходимо изучить свободно-конвективный теплообмен в воздушном пространстве, где имеются дополнительные движения и завихрения воздуха с учетом лучистого теплообмена.

При проведении данного исследования принимается, что физические параметры зависят от температуры воздуха, а также учитывается присутствие дополнительных движений и завихрений воздуха у нижней кромки поверхностей трансформатора.

Для вывода расчетных выражений используем уравнения теплового баланса. Основной тепловой поток (Q) от внутренних источников тепла передается стенкой рассеиванием в окружающую среду с помощью свободно-конвективного теплообмена (Q_k) и теплового излучения (Q_λ):

$$Q = Q_k + Q_\lambda \quad (1)$$

$$\text{где } Q_k = \alpha_{кц} \cdot F \cdot \theta_{ст} \quad (2), \quad Q_\lambda = \epsilon_0 \cdot C_0 \cdot F \cdot \left[\left(\frac{t_{ст} + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{t_0 + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (3) \quad F = \pi \cdot d \cdot H$$

F, d — соответственно поверхность и диаметр цилиндрических устройств трансформатора, $\alpha_{кц}$ — средний коэффициент теплоотдачи при свободно-конвективном теплообмене на цилиндрических поверхностях трансформатора определение которого дано [1], ϵ_0 — степень черноты поверхности излучения.

Используя уравнения (1), (2) и (3), определяем эффективный коэффициент теплоотдачи $\alpha_э = \frac{Q}{F \cdot \theta_{ст}}$, и число Нуссельта: $Nu_{ц} = \frac{\alpha_э \cdot r}{\lambda} \quad (4)$

Теоретические исследования показали, что при численных значениях $Ra \leq 5 \cdot 10^7$ т.е. малых значениях температур поверхности, весьма важную роль играет начальная скорость ω_0 , а при численных значениях $Ra = 10^7$, при возрастании Pe от $Pe^* = 0$ до $Pe^* = 4 \cdot 10^3$, $Nu_{ц}$ увеличивается примерно на 20%. Во всех интервалах доминирующим параметром является ϵ_0 ; при $\epsilon_0 = 0-1$ число Нуссельта увеличивается примерно на 35%, а при численном значении $Ra \geq 5 \cdot 10^7$ изменение числа $Nu_{ц}$ от Pe^* не существенно.

Используя метод конечных разностей, зависимость $Nu_э = f(Nu_{ц})$ можно пред-

ставить более простым выражением

$$Nu_{\text{в}} = K_{\text{в,ст}} K_{\text{до}} K_{\text{рв}} K_{\text{г}} Nu_{\text{н}} \quad (5)$$

где $K_{\text{в,ст}} = 1 + 0.00669 \epsilon_{\text{ст}}$, $K_{\text{до}} = 1 + 0.9 \epsilon_{\text{до}}$, $K_{\text{рв}} = 1 + 1.2 \cdot 10^{-5} \text{Re}^*$, $K_{\text{г}} = 0.21 \Gamma$ — коэффициенты, учитывающие изменения физических параметров в зависимости от температуры, степени черноты излучения поверхности стен (ϵ_0), дополнительного движения воздуха [2], конфигурации цилиндра. Для проверки данные, полученные в теоретических исследованиях были сопоставлены с экспериментальными данными [1]. При этом расхождение между опытными и теоретическими точками составляет не более 2%. Таким образом, полученное аналитическое выражение (5) можно рекомендовать для тепловых расчетов электротехнических, электронных и электромеханических устройств, в частности, обмоток сухих трансформаторов и баков масляных трансформаторов.

Литература

1. Нерсисян С. Г. Некоторые вопросы охлаждения с внешней поверхности тепловых труб в практически "спокойном" пространстве. Межвузовский тематический сборник научных трудов по энергетике. - Ер. 1984, 81-88 с.
2. Киракосян А.А. Нерсисян С.Г. Оганесян Ю.А. Исследования свободноконвективного теплообмена вертикальных нагретых плоских поверхностей трансформатора в реальном воздушном пространстве. Изв. НАН и ГИУА 1999г (принят к печати).

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОБЛОКА 200 МВт ТЕЩРИНСКОЙ ТЭС С КОНДЕНСАЦИОННО-ОХЛАДИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКОЙ (КОУ) ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ ДВУХ ОХЛАДИТЕЛЬНЫХ БАШЕН

Ю.Али

Объектом исследования является Тещринская электрическая станция. Режим параллельной работы двух башен используется как один из методов, принимаемых для повышения эффективности работы конденсационно-охладительной установки (КОУ).

В летний период в процессе капитального ремонта основного оборудования появляется возможность использования двух радиаторно-охладительных башен (РОБ) на одном энергоблоке. РОБ энергоблока, находившегося в капремонте, используется в качестве дополнительной охлаждающей поверхности и работает параллельно с РОБ действующего энергоблока.

Таким образом в период неблагоприятного для станции летнего режима эффективность работы КОУ повышается путем "простого" наращивания охлаждающей поверхности. При параллельной работе двух РОБ функционируют лишь циркуляторы основной РОБ. Таким образом, расход охлаждающей воды не увеличивается.

В соответствии с изложенным разработанная блок-схема расчета параллельной работы двух РОБ исходит из существующей конструкции КОУ, как их компоновки на Тещринской ТЭС. В результате расчета с использованием этой программы были получены значения основных показателей КОУ.

Для исследования и анализа параллельной работы и ее влияния на показатели КОУ были построены две диаграммы, показывающие влияние режима работы КОУ на эффективность.

На диаграмме 1 показано влияние режима работы на температуру конденсации (1 вариант КОУ работает отдельно, 2 вариант параллельно) при разных температурах воздуха.

На диаграмме 2 показано влияние режима работы КОУ на вакуум в конденсаторе (1 вариант КОУ работает отдельно, 2 вариант параллельно) при разных температурах воздуха.

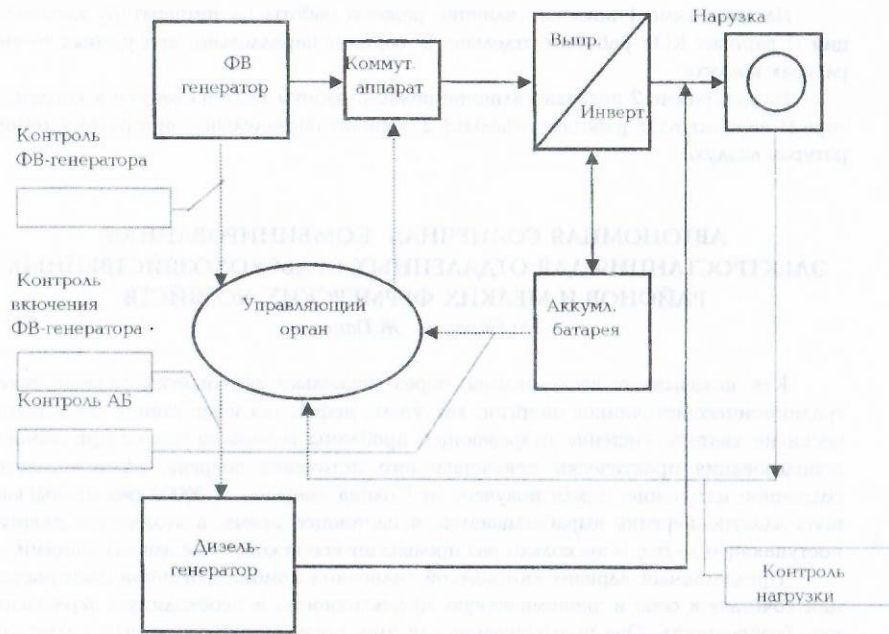
АВТОНОМНАЯ СОЛНЕЧНАЯ КОМБИНИРОВАННАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ДЛЯ ОТДАЛЕННЫХ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ РАЙОНОВ И МЕЛКИХ ФЕРМЕРСКИХ ХОЗЯЙСТВ

М.Пирагян, Ж.Паносян

Как показывают исследования, через несколько десятилетий запасов таких традиционных источников энергии, как уголь, нефть, газ и др. станет катастрофически не хватать. Решение назревающей проблемы возможно только при помощи использования практически неисчерпаемого источника энергии, каким является солнечное излучение. Земля получает от Солнца энергию, в 30000 раз превышающую электроэнергию, вырабатываемую в настоящее время, а количество энергии поступающее за год, в несколько раз превышает все ископаемые запасы энергии.

Предлагаемый вариант автономной солнечной комбинированной электростанции сочетает в себе и экономическую эффективность, и необходимую экологическую безвредность. Она предназначена для электроснабжения удаленных сельскохозяйственных районов, небольших горных сел и фермерских хозяйств. Эта проблема особенно актуальна для Армении. Такие, удаленные от основных узлов электроснабжения, маломощные потребители вызывают массу проблем. Приходится прокладывать дорогостоящие линии электропередачи и строить понижающие подстанции, когда суточный расход энергии составляет несколько десятков кВт/ч. При таких условиях себестоимость энергии очень высокая. Да и надежность электроснабжения оказывается очень низкой.

Создавшуюся ситуацию можно исправить при помощи следующей автономной комбинированной солнечной электростанции, которая сооружается непосредственно у потребителя. Она состоит из фотовольтаического генератора, блока инвертора-выпрямителя, аккумуляторной батареи, автоматического управляющего органа и дизель-генератора. Дизель-генератор предназначен для работы только в облачные дни или при необходимости подзаряда аккумуляторной батареи. В течение дня работает фотовольтаический генератор, который обеспечивает электроснабжение потребителей и заряд аккумуляторной батареи. В ночные часы в качестве источника энергии служит аккумуляторная батарея. Включение и отключение ФВ-генератора, дизель-генератора, перевод аккумуляторной батареи из режима заряда в разрядный режим обеспечивается автоматически при помощи управляющего органа. Данная система надежна, мобильна, экологически чиста и дешевле традиционных способов решения такой задачи.



ԱՐԵՎԱՅԻՆ ՀԱՐԹ ԿՈՆԵԿՏՐԱՅԻՆ ՋՐԱՏԱՔԱՑՈՒՑԻՉԻ ԱՇԽԱՏԱՆՔԱՅԻՆ ՌԵՃԻՍՆԵՐԻ ՈւՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒՄԸ

Ա. Առաքելյան, Ե. Ենգիբարյան, Գ. Թորոսյան, ժ. Փանոսյան

Արևի էներգիայի ձևափոխումը ջերմային էներգիայի արդյունավետ է (0,99 - ն 60%-ից ավելի է), քան ձևափոխման մյուս եղանակները:

Ջրի տաքացման համակարգը բաղկացած է արևային կոլեկտորից, ջերմամեկուսացված ջրի բաքից և ջրի ջերմաստիճանը հսկող ավտոմատ համակարգից: Սովորաբար օգտագործվում են երեք տիպի արևային ջրատաքացուցիչ համակարգեր՝ պոմպային, ինտեգրալ կոլեկտորային և կոնվեկցիոն: Պոմպային համակարգում, չնայած իրենց համեմատաբար բարձր կառուցվածքին, ջրի տաքացումը կատարվում է շատ ավելի արդյունավետ և կոլեկտորների ու ջրի բաքի տեղադրումը իրար նկատմամբ կարելի է կատարել կամայական եղանակով: Բոլոր դեպքերում ջրի տաքացման հիմնական մասը արևային հարթ կոլեկտորն է: Այն ապակեծածկ ջերմամեկուսացված տուփի մեջ տեղադրված բարձր լուսային կլանում ունեցող ծածկույթով մետաղյա թիթեղ է, որի վրա ամրացված են իրար հետ կապ ունեցող ջրատար խողովակներ: Ջերմոցային էֆեկտի շնորհիվ լուսակլանիչ թիթեղը լույսի առկայության դեպքում ձեռք է բերում բարձր ջերմաստիճան և, ջուրը, բնական կոնվեկցիայի կամ պոմպի միջոցով շրջանառություն կատարելով, կոլեկտորի միջով տաքանում է:

Կոլեկտորի տուփը պատրաստվել է ալյումինե շրջանակներից: Որպես լավազույն ապակեծածկույթ, օգտագործվել է երկաթի ցածր պարունակությամբ և մեխանիկական բարձր ամրություն ունեցող, ջերմակայուն ապակի, որի առջևի մակերևույթը տեկստուրավորված է: Լուսակլանիչ թիթեղը պատրաստվել է պղնձից, որի վրա զոդման միջոցով ամ-

րացվել են պղնձյա ջրատար խողովակներ: Լույսի բարձր կլանում ապահովելու նպատակով, թիթեղի մակերևույթը պատվել է հատուկ կլանիչ թաղանթներով: Ջերմային կորուստները նվազեցնելու նպատակով կլանիչի թիկունքային և կողային մասերը ջերմամեկուսացվել են:

Աշխատանքի նպատակն է եղել ուսումնասիրել հարթ կոլեկտորային ջրատաքացուցիչի աշխատանքային ռեժիմները: Այդ նպատակով պատրաստվել է 6 մ² մակերես ունեցող երկու հարթ կոլեկտորներից և 300 լ տարողությամբ ջրի բաքից բաղկացած պոմպային համակարգ: Այստեղ բերվում են 1999 թ-ին կատարված չափումների արդյունքները: Արևի ճառագայթման հզորությունը օգոստոս ամսին, այս չափումների ժամանակ, եղել է 800 Վտ/մ²: Որպես ջերմակիր, օգտագործվել է ջուր: Սկզբում, բաքում ջրի ջերմաստիճանը եղել է 20°C: 4 ժամ հետո նրա ջերմաստիճանը կազմել է 75°C: Նշենք որ, մեկ օր հետո ջրի ջերմաստիճանը ջերմամեկուսացված բաքում եղել է ~ 65°C: Պա վկայում է այն մասին, որ բաքի ջերմային կորուստները հասցվել են նվազագույնի:

Համակարգում գործում է էլեկտրոնային ավտոմատ կարգավորիչ, որը թույլ չի տալիս ջրի ջերմաստիճանի հետագա բարձրացումը: Երբ կոլեկտորի ելքի և մուտքի ջերմաստիճանների տարբերությունը լինում է 5-8°C, ավտոմատ սարքը անջատում է պոմպը և այդպիսով դադարեցվում է ջերմակրի շրջանառությունը կոլեկտորների միջով: Համակարգում նախատեսվել է նաև հատուկ հանգույց, որի շնորհիվ, երբ կոլեկտորները զտնվում են ակտիվ տաքացման ռեժիմում, բայց ջերմակրի շրջանառությունը դադարեցված է, կոլեկտորների մեջ միշտ պահպանվում է մթնոլորտային մոտ ճնշում: Բացի այդ, հանգույցի շնորհիվ, ջերմակրի բարձր ջերմաստիճանի դեպքում, նրա սկզբնական քանակը գործնականորեն չի նվազում:

Չմեռային փորձարկումները ցույց են տվել, որ արևային օրերին, երբ նրա ճառագայթման հզորությունը կազմել է ~ 550 Վտ/մ², բաքում ջրի ջերմաստիճանը 6 ժամ հետո հասել է ~ 70°C: Նշենք որ, այս ջրա-տաքացուցիչը ունի հնարավորություն իր շրջանառության համակարգում օգտագործելու չառչող հեղուկներ, որի շնորհիվ, ձմռանը շատ ցածր ջերմաստիճանների դեպքում, բաքառվում են վթարային իրավիճակները:

Տնտեսական հաշվարկները ցույց են տալիս, որ 300 լ ջուրը ավանդական էլեկտրական մեթոդներով ~ 75°C -ի հասցնելու համար կպահանջվի ~ 1,5 \$ -ին համարժեք ծախս: Դետալաբար, ջրատաքացուցիչների օգտագործումը բերում է, ոչ միայն նշված ծախսերի տնտեսման, այլ նաև լուծում է էկոլոգիական հարցեր:

ԱՐԵՎԱՅԻՆ ԽՈՂԱՆՈՑԱՅԻՆ ՎԱՌԱՐԱՆԻ ՕԳՏԱԿՈՐ ԳՈՐԾՈՂՈՒԹՅԱՆ ԳՈՐԾԱԿԻՑԸ

Ա. Առաքելյան, Ե. Ենգիբարյան, Գ. Չաքարյան, ժ. Փանոսյան

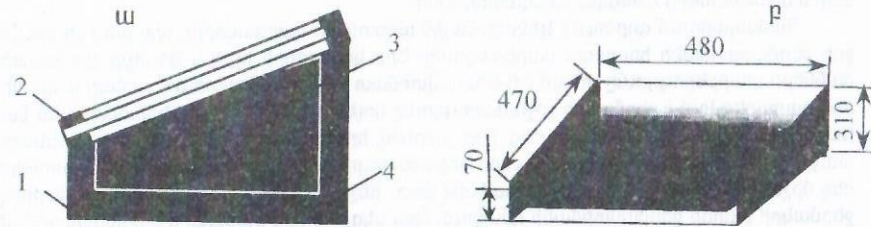
Երկրագնդի վրա ավանդական էներգակիրների պաշարների ոչ անսպառ լինելը և էկոլոգիական պորոլեմները մարդկությանը ստիպել են օգտագործել էներգիայի այնպիսի անսպառ կամ վերականգնվող աղբյուրներ, որոնք վնաս չեն հասցնում բնությանը: Այդպիսի աղբյուրներից առավել հեռանկարային է Արևի էներգիան: Հաշվի առնելով, որ շատ դեպքերում բազմաբնույթ աշխատանքները կատարվում են բնակավայրերից շատ հեռու, որտեղ էներգիայի ավանդական աղբյուրները բացակայում են (դրա ապահովումը կապված է ֆինանսական և տեխնիկական դժվարությունների հետ), ապա պարզ է դառնում, թե ինչպիսի մեծ դեր կունենա Արևի էներգիայի լայնածավալ օգտագործումը այսպիսի դեպքերում:

Արևի էներգիայի օգտագործման ձևերից մեկը նրա ձևափոխումն է ջերմային էներգիայի, որը կարող է, օրինակ, օգտագործվել ջուր կամ օդ տաքացնելու համար: Արևից ստացված ջերմային էներգիան մեծ հաջողությամբ օգտագործվում է նաև արևային խոհա-

նոցային վառարաններում (ԱխՎ): [1] աշխատանքում արդեն նկարագրվել է մեր կողմից պատրաստված արևային վառարանը: Նշենք որ, վառարանի փորձարկումները կատարվում են բնակլիմայական տարբեր պայմաններում:

Աշխատանքի նպատակն է եղել որոշել ԱխՎ -ի ՕԳԳ -ն: Նկարում բերված է ԱխՎ -ի սխեմատիկ պատկերը:

ԱխՎ -ի ՕԳԳ -ն հաշվելու համար այստեղ բերվում են միայն 1999 թ-ի հունիսին կատարված չափումների արդյունքները: ԱխՎ -ի խցիկում, որի ներքին ծավալը կազմում է 28.10^3 սմ³, տեղադրված սև մետաղական ամանի մեջ լցվել է 22°C ջերմաստիճան ունեցող 1 կգ ջուր: Երկաթե թիթեղից պատրաստված սև կլանիչները ըստ նկ. (բ) -ում բերված չափերի, ունեն $\sim 1,7$ կգ թաշ: ԱխՎ -ն արևի տակ դնելուց հետո, 45 րոպեի ընթացքում ջրի ջերմաստիճանը 22°C -ից բարձրացել է մինչև 83°C , իսկ խցիկում գտնվող օդի և կլանիչի ջերմաստիճանը մինչև 100°C : Համաձայն վերը բերված տվյալների, խցիկում գտնվող ջրի, օդի և կլա-



ԱխՎ -ի սխեմատիկ պատկերը:

ա) 1 - իրան; 2 - պատուհան-կափարիչ; 3 - մետաղական կլանիչ; 4 - ջերմանեկուսիչ; բ) ԱխՎ -ի ներքին ծավալի հիմնական չափերը:

նիչի ձեռք բերած ջերմային էներգիայի քանակները համապատասխանաբար կազմել են $256,2 \cdot 10^3$ Ջ, $2,0 \cdot 10^3$ Ջ և $70,0 \cdot 10^3$ Ջ: Հետևաբար, ընդհանուր ջերմային էներգիան կազմել է $\sim 326 \cdot 10^3$ Ջ: Տվյալ չափումների ընթացքում Արևի ճառագայթման հզորությունը եղել է 900 Վտ/մ²:

ԱխՎ -ի ՕԳԳ -ն հաշվելու համար օգտվել ենք հետևյալ բանաձևից

$$\eta = [Q_{\text{ու}} / Q_{\text{ս}} S] \cdot 100\%$$

որտեղ $Q_{\text{ու}}$ -ն այն ջերմության քանակն է, որը ձեռք է բերվել խցիկի ներսում գտնվող ջրի, օդի և կլանիչի կողմից; $Q_{\text{ս}}$ -ն Արևի ճառագայթման հզորությունն է; S -ը՝ պատուհան-կափարիչի մակերեսը:

Վերը բերված տվյալների համաձայն ԱխՎ -ի ՕԳԳ -ն ստացվում է $\approx 60\%$: Նշենք, որ կառուցվածքային որոշ ձևափոխություններից հետո, հնարավոր է ԱխՎ -ի ՕԳԳ -ի զգալի աճ:

Արդեն մի քանի տարի է, ինչ նկարագրված արևային խոհանոցային վառարանը հաջողությամբ գործում է տարբեր բնակլիմայական պայմաններում:

Գրականություն

[1] А. О. Аракелян, Ж. Р. Паносян, Е. В. Енгибарян, Г. А. Захарян, Солнечная кухонная печь // Информационные технологии и управления, N1, 1999.

ԿԱՌԱՍՅԱՅԱՏՆԵՐԻՑ ՄՆՎՈՂ ԿԵՆՏՐՈՆԱՑՎԱԾ ԵՎ ՄՂԱԿԵՆՏՐՈՆԱՑՎԱԾ ՋԵՐՄԱՄԱՏԱՍԿԱՐԱՐՄԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԵՐԻ ՀԱՄԵՄԱՏԱԿԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆԱԿԵՏՈՒԹՅՈՒՆԸ

Լ. Շամսյան, Գ. Հովսեփյան, Ա. Հովսեփյան

Կենտրոնացված ջերմամատակարարման դեպքում, երբ ջերմային սպառիչներին ջերմություն է մատակարարվում մեկ ջերմային աղբյուրից, համեմատաբար փոքր են ջերմային

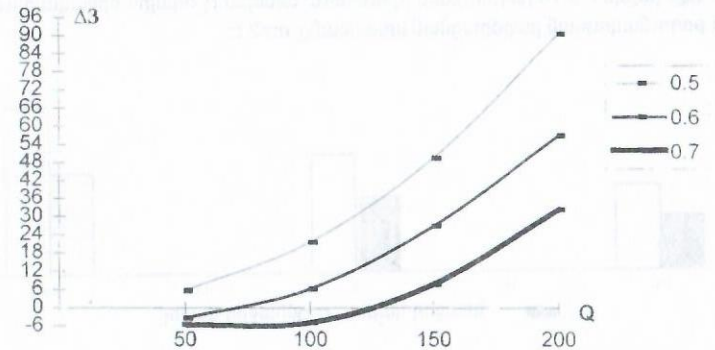
աղբյուրի տեսակարար կապիտալ ներդրումները և նրա շահագործման ծախսերը: Ապահովվում է ջերմամատակարարվող շրջանի մթնոլորտի մաքրությունը և ջերմային սպառիչների անվտանգությունը: Սակայն ջերմային ցանցերի առկայությունը հանգեցնում է ջերմակրի տեղափոխման մեծացմանը և ջերմամատակարարման հուսալիության փոքրացմանը:

Ապակենտրոնացված ջերմամատակարարման դեպքում, երբ ջերմային սպառիչներին ջերմություն է մատակարարվում անհատական կաթսայատներից, ջերմային ցանցի բացակայությունը կամ նրա նվազագույն երկարությունը նպաստում է ջերմամատակարարման համակարգի շահագործման ծախսերի փոքրացմանը, սակայն բարդանում և թանկանում է վառելիքամատակարարումը բազմաթիվ ջերմային աղբյուրներից:

Կենտրոնացված և ապակենտրոնացված ջերմամատակարարման համակարգերի համեմատական արդյունավետությունը կարելի է որոշել այդ համակարգերի տարեկան բերված ծախսերի տարբերությամբ: Այն մեծ չափով կախված է ջերմային բեռնվածության բացարձակ մեծությունից և ջերմային սպառման խտությունից:

Որքան մեծ է շրջանի ջերմային բեռնվածությունը, և որքան փոքր ջերմային սպառման խտությունը, այնքան մեծ է կենտրոնացված ջերմամատակարարման շահավիճը, և այնքան մեծ է անհատական կաթսայատների թիվը ապակենտրոնացված ջերմամատակարարման դեպքում:

Տարբեր ջերմային հզորության կաթսայատների և համապատասխան ջերմային ցանցերի կապիտալ ներդրումների մեծությունների վերլուծությունը հնարավորություն է տվել ստանալ անալիտիկ արտահայտություններ կաթսայատների և ջերմային ցանցերի կապիտալ և շահագործման ծախսերի որոշման համար, որոնք օգտագործվել են կենտրոնացված և ապակենտրոնացված ջերմամատակարարման համակարգերի համեմատական արդյունավետության հետազոտման համար:



ԿՁՀ-ի և ԱՁՀ-ի տարեկան բերված ծախսերի տարբերության $\Delta 3$ (մլն. դրամ) կախվածությունը հաշվարկային ջերմային բեռնվածությունից՝ Q (ՄՎտ) և ջերմային սպառման խտությունից՝ q (ՄՎտ/հա)

Կատարված հետազոտությունը ցույց է տալիս, որ միևնույն ջերմային բեռնվածության և ջերմային սպառման խտության տարբեր արժեքների դեպքում կենտրոնացված ջերմամատակարարման համեմատական արդյունավետությունը փոփոխվում է: Այն ավելի մեծ է ջերմային սպառման մեծ խտությունների դեպքում: Ջերմային մեծ բեռնվածությունների դեպքում ջերմային սպառման խտության մեծացման ազդեցությունը՝ հոգուտ կենտրոնացված ջերմամատակարարման արդյունավետության նվազում է:

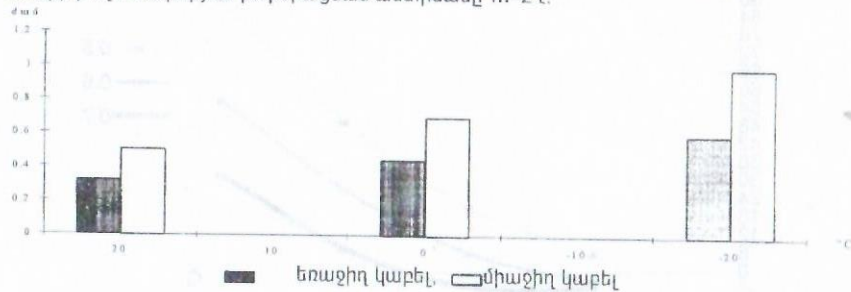
Աշխատանքում որոշված են ջերմային բեռնվածության և ջերմային սպառման խտության այն համապատասխան արժեքները, որոնց դեպքում կենտրոնացված և ապակենտրոնացված ջերմամատակարարման համակարգերն ունեն միևնույն արդյունավետությունը:

ԵՐԵՔ ԱՈԱՆՁԻՆ ՄԻԱՋԻՂ ՈՒՃԱՅԻՆ ԿԱՐԵԼՆԵՐԻ ԱՌԱՎԵԼՈՒԹՅՈՒՆԸ ԵՈԱՋԻՂ ՈԼՈՐՎԱԾ ՈՒՃԱՅԻՆ ԿԱՐԵԼՆԵՐԻ ՆԿԱՏԱՄԱՐ

Գ.Ներսեսյան, Մ.Միրզաբեկյան, Լ.Յովհաննիսյան, Ս. Ներսիսյան

Եռաֆազ էլեկտրական համակարգում միաջիղ ուժային կաբելների կիրառությունը եռաջիղ ոլորված ուժային կաբելների փոխարեն բերում է խոշոր տնտեսական արդյունավետություն:

Ստացված հավասարումները կիրառելի են ինչպես եռաջիղ, այնպես էլ միաջիղ ուժային կաբելների համար և հնարավորություն են տալիս ստանալու հոսանքի թողունակության բարձրացման աստիճանի և թողարկման տևողության միջև կախվածությունները: Հաշվարկները կարելի է կատարել ինչպես պղնձե, այնպես էլ ալյումինե ջղով ուժային կաբելների համար, որոնք տեղադրվում են ինչպես 0.7մ խորությամբ գրունտում, այնպես էլ օդային միջավայրում: Հաշվարկները կատարված են պղնձե 10 կՎ ուժային եռաջիղ կաբելների համար $r=f(m, t_{\text{գր}}, t_{\text{օդ}})$, ինչպես 0.7մ խորությամբ գրունտում, այնպես էլ օդային միջավայրում, երբ հոսանքի թողունակության բարձրացման աստիճանը $m=2$ է:



Այստեղ համեմատության կարգով բերված են նաև ուժային միաջիղ կաբելների բնութագրերը: Ինչպես երևում է գրաֆիկական այլևերից, միաջիղ ուժային կաբելներում նույն միջավայրի ջերմաստիճանի և նույն $m=2$ հոսանքի թողունակության բարձրացման աստիճանի դեպքում, 10 կՎ լարման ուժային կաբելների համար աճը կազմում է մոտ 40%: Այս բնութագրերի համեմատությունից հետևում է.

- եթե երկու տիպի (միաջիղ և եռաջիղ) ուժային կաբելները թողարկվում են նույն պայմաններում, ապա ծառայության ժամկետը ստացվում է երկար, քանի որ ծերացման գործընթացը ջերմաստիճանից կախված ընդհանուր է դանդաղ;
- միևնույն հոսանքի թողարկման դեպքում առաջինում ստացվում է հնարավորություն փոքրացնելու ինչպես ջղի, այնպես էլ կաբելի կտրվածքի մակերեսը, որը հանգեցնում է կառուցվածքային չափերի փոքրացման:

- նույն թողարկման տևողության դեպքում համապատասխան չափով կարելի է մեծացնել թողարկման հոսանքի մեծությունը, որը կնպաստի կաբելների շահավետ օգտագործմանը:

ՀՀ ԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱԿԱՆ ԻՐԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ԿԱՐԳԱՎՈՐՄԱՆ ԵՎ ԶԱՐԳԱՑՄԱՆ ՇՈՒՐՁ

Լ. Ղուկոյան

1. Էկոնոմիկայի ցանկացած ճյուղի համար այդ կարգի հարցեր բննարկելիս հաճախ է նշվում համապատասխան ծրագրերի անբավարար մշակման կամ պարզապես բացակայության փաստը: Մեր ապրած ծանր ու անվերջ թվացող այս անցումային շրջանի համար դժվար է լուծել այդ խնդիրը: Էներգետիկայի և կաթվածահար վիճակում գտնվող արտադրության որոշ ճյուղերի համար զարգացման ծրագրերը նախ պետք է արտացոլեն դրանց կենսունակության, վերականգնման և ապա վերակառուցման ու զարգացման հարցերը:

2. Էներգիայի առաջնային աղբյուրներով աղքատ և հաղորդակցության ցամաքային ուղիներից զրկված ՀՀ-ին դա միաժամանակ հնարավորություն կտա զնահատել մեր էներգետիկական անվտանգության աստիճանը: Էներգետիկական ճգնաժամը շարունակվում է ջերմամատակարարման և կարող է կրկնվել էլեկտրամատակարարման համակարգերում (ՋՀ, ԷՀ):

3. ԽՍՀՄ-ից ժառանգած խոշոր ԷԿ-ի, հատկապես Հրազդանի և Երևանի ՋԷԿ-երի արդյունաբերության անմխիթար վիճակը տնտեսական կապերի խզումը, վերանորոգումների և արդիականացման ծրագրերի անթուլատրելի հետաձգումները և վերջապես ԷԿ-ի հիմնական սարքավորումների երկարակետության նորմերի զարգացող կրճատումը և այդ կարգի այլ գործոնները առաջնահերթ խնդիր են դարձրել դրանց կենսունակության ապահովումը: Պետության և Որս բնակչության ֆինանսական ծանր կացության պայմաններում ԷՀ-ի առանձին հանգույցների, հատկապես ԷԿ-ի մասնավորեցման խնդիրը բարդ է և վիճելի, կապված արտաքին հզոր ինվեստորների ներգրավման հետ: Այդ խնդրի հաջող լուծումն է ՀՀ-ի համար պահանջվում է որոշել ԷՀ-ի օպտիմալ կառուցվածքը, բարձր տեխնիկական կորուստների և արդյունաբերության ցածր վճարունակության հաղթահարման ուղիները:

4. Էլեկտրաէներգետիկայի զարգացման և արդիակլանացման հարցերը, կապված գազային տուրբինների ներդրման և ատոմային էներգետիկայի զարգացման հեռանկարների հետ, պահանջում են նախապես լուծել. ա) Հոսալի և լիածավալ գազամատակարարման, բ) արդյունաբերության օպտիմալ ոչ էներգատար, էներգախնայողության և բնապահպանման ակտիվ քաղաքականության պահանջներին բավարարող հեռանկարային ծրագրերի հարցերը:

5. ՋՀ-ի օպտիմալ հայեցակարգի մշակումը, ՀՀ բնակլիմայական և սոցիալական առանձնահատկություններին համապատասխան: «Ժառանգած» կենտրոնացված ՋՀ-ի կենսակայունության ապահովումը, ՋՀ «առանց ցանցերի», փոքր հզորության ջերմաֆիկացիոն կայանքներ են: Ջերմամատակարարման շուկայի ձևավորումը:

6. Տեղական կարծր վառելիքների արդյունավետ օգտագործման խնդրի լուծումը: Ջրային ռեսուրսների օպտիմալ օգտագործման խնդիրը, հիդրոէներգետիկայի վերականգնման և զարգացման հեռանկարները, Սևանի գերխնդիրը:

7. Էներգիայի ոչ ավանդական աղբյուրների օգտագործման իրական հեռանկարները, պետական աջակցության անհրաժեշտությունը:

8. Բերովի վառելիքների ներկրման ուղիների արդյունավետ քննությունը: Գազամատակարարման համակարգի վերականգնումը և զարգացումը հնարավորություն կտան ա) արագացնել ՋԷԿ-երի վերակառուցումը և ՀՀ դարձնել էլեկտրաէներգիա արտահանող երկիր, բ) արձատարական բարեփոխման ենթարկել մեր բնակավայրերի ջերմամատակարարման վիճակը:

9. Պետական կարգավորման ձևերը և աստիճանը օրենսդրական դաշտն ընդհանրապես և վարկա - ֆինանսային քաղաքականությունը պետք է համապատասխանեն շուկայական հարաբերությունների զարգացման մակարդակին :

10. Էներգետիկան և գիտության, և տեխնիկայի հաստատուն բնագավառ է, որոնց զարգացումը չի կարող «կոնյուկտուրային» բնույթ ունենալ և որևէ այլ ոլորտից հետ մնալ: Կարևորը նախ պետք է լինեն հուսալի, և արհեստավարժ մասնագետներ:

Եշված և այլ կարգի մյուս բոլոր գործոնների հիման վրա մշակվող ծրագրերը հնարավոր է կազմել 33 զարգացման սպասվող իրավիճակների առանձին սցենարների համար և ենթակա պարբերական ճշտումների:

ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՁԷԿ-Ի ԷՆԵՐԳԱԲԼՈՎՆԵՐԸ ՆՈՐԵՐՈՎ ՓՈԽԱՐԻՆԱՄԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆԱՎԵՏՈՒԹՅԱՆ ՀԱՄԵՄՏԱՍԿԱՆ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ

Ս. Գրիգորյան, Լ. Հարությունյան

Հայաստանի էԷԿ-ի կազմում ՁԷԿ-երը ներդրվել են 1963թ., երբ Երևանի էլեկտրակայանում գործարկվեց առաջին ջերմաֆիկացիոն ագրեգատը: ՁԷԿ-երի կառուցման անհրաժեշտությունն ակնհայտ դարձավ 50-ական թվականներին, երբ պարզ դարձավ, որ Սևանի հիդրոէներգետիկայի հետագա ինտենսիվ օգտագործումը հղի է էկոլոգիական աղետի վտանգով, և որ միայն հիդրոէներգիան ի վիճակի չէ ապահովելու Հայաստանի աճող էներգապահանջարկը:

Հանրապետության բոլոր երեք ջերմաէլեկտրակայանները ջերմաֆիկացիոն տիպի են, ընդ որում Կանաձորի ՁԷԿ-ը կահավորված է փաստորեն միայն հակաճնշումային տուրբիններով և ջերմային բեռնվածքի բացակայության պայմաններում այն արդեն 3-րդ տարին է, որ որպես էլեկտրակայան չի աշխատում: Երևանի և Հրազդանի ՁԷԿ-երը բաղկացած են բլոկային (կոնդենսացիոն տուրբիններով) և ոչ բլոկային (ջերմաֆիկացիոն) մասերից:

Կատարված հետազոտությունները ցույց են տալիս, որ սարքավորումների զգալի մասի փաստացի աշխատածամերը մոտենում են ռետուրսին (իսկ ԵրԶԷԿ-ի կայանային №1 տուրբինը սպառել է ռետուրսը): Այսպիսով, համակարգի ՁԷԿ-երի դրվածքային հզորության գրեթե կեսի տարիքն անցնում է 30-ից:

Այդ հանգամանքը լուրջ մտորումների տեղիք է տալիս եղածը պատշաճ մակարդակի վրա պահպանման առումով: Ներկա պայմաններում 33 էներգահամակարգի հզորությունների կտրուկ փոփոխական գրաֆիկները, ռեժիմների օպտիմացիան և գեներացնող հզորությունների կառուցվածքը էներգետիկայի կարևոր և բարդ խնդիրներից մեկն է:

Երբ էներգահամակարգում ծանրակշիռ մաս են կազմում կոնդենսացիոն էլեկտրակայանները իրենց գերկրիտիկական ճնշման գոլորշիով աշխատող բարձր արդյունավետությամբ էներգաբլոկներով և ատոմային էլեկտրակայանը, որի աշխատանքը նախատեսված է բազային ռեժիմներում, վերջին տարիների աշխատանքային փորձը ցույց է տալիս, որ այս տիպի էներգաբլոկները իրենց ակտիվ մասնակցությունն են ցուցաբերել էլեկտրական բեռի գրաֆիկի կարգավորման գործում: Հաճախ, էներգաբլոկների 30-50% բեռնվածությունը, թերևս շատ դեպքերում, բավարար չէր որպեսզի հաղթահարվի էլեկտրական բեռի գիշերային անկումը, և անհրաժեշտություն էր առաջանում որոշ էներգաբլոկներ առհասարակ կանգնեցնել: Բնականաբար այդպիսի ռեժիմներով էներգաբլոկների շահագործումը իր բացասական ազդեցությունն թողնեց ոչ միայն տնտեսական այլև տեխնիկական որոշ ցուցանիշների վրա: Ըստ տեղական մասնագետների և արտասահմանյան մի շարք ընկերությունների գնահատականների Հրազդանի №3 էներգաբլոկի կապիտալ վերանորոգման համար անհրաժեշտ է մոտ 9.0 մլն. ԱՄՆ դոլար:

Վերանորոգման համար նախատեսվող գումարների մեծությամբ էր պայմանավորված այն միտքը, որ միուցե ավելի նպատակահարմար է գործող էներգաբլոկների շահագործման համար նախատեսված ծախսումները չիրականացնել, իսկ դրա փոխարեն կառուցել նոր համակցված ցիկլով աշխատող գազատուրբինային տեղակայանք: Այս խնդրի լուծման համար, որպես վերլուծության օրինակ, վերցվել է Հրազդանի № 3 էներգաբլոկը, հիմք է բնութագրվել այն հանգամանքը, որ էներգաբլոկը կապիտալ վերանորոգումից հետո կարող է ծառայել դեռևս 12 տարի, հաշվի առնելով նրա աշխատածամերի քանակը և տուրբինի տեխնիկական վիճակը, որը համարվում է առավել զգայուն ու թանկ սարքավորում: Ընդունված է նաև, որ գործող էներգաբլոկը և նոր համակցված ցիկլով աշխատող գազատուրբինային տեղակայանքը յուրաքանչյուր տարի արտադրելու են միևնույն քանակի էլեկտրաէներգիա, ինչը հնարավորություն կտա համեմատելի դարձնել այդ երկու կայանները: Նախատեսվող գազատուրբինային տեղակայանքի դրվածքային հզորությունը 167 ՄՎտ է և 1 ՄՎտ դրվածքային հզորության կապիտալ ներդրումները գնահատվում են 550 դոլար/կՎտ: Ակնհայտ է, որ նոր կայանը կունենա ավելի փոքր շահագործման, սպասարկման և վառելիքի հետ կապված ծախսեր, քան գործողը: Հաշվարկները ցույց է տալիս, որ թեև նոր գազատուրբինային տեղակայանքը գործողի նկատմամբ ունի անհամեմատ բարձր տեխնիկատնտեսական ցուցանիշներ, այդ թվում, պայմանական վառելիքի տեսակարար ծախսը (գործողը 375-385, իսկ նորը 220 գ.պ.վ), միավոր տեղակայված հզորության պահպանման (գործողը 6.04, իսկ նորը 4.0 ԱՄՆ դոլար/ՄՎտ) և 1 կՎտ-ի էլեկտրաէներգիա արտադրելու համար ոչ վառելիքային ծախսերը, այնուամենայնիվ 12 հաշվարկային տարվա համար շիվետ է, զուտ տնտեսական առումով վերանորոգել և շահագործել գործող էներգաբլոկը քան տեղադրել նոր բարձր արդյունավետության տեղակայանք:

ԷԼԵԿՏՐԱՎԱՆ ԲԵՆՎԱԾՈՒԹՅԱՆ ԿԱՐԳԱՎՈՐՈՒՄԸ ԳԱԳԱԾՆԱՅԻՆ ՄԱՆԵՎՐԱՅԻՆ ԲԼՈՎԻ ՄԻՋՈՑՈՎ

Ս. Ջառանցյան, Ս. Մինասյան

ՊՇԷԿ-ի բեռնվածության այս կամ այն կարգավորման եղանակի ընտրությունը պետք է հիմնվի հուսալիության և շահավետության (խնայողականության) չափանիշների վրա: Բեռնվածության փոփոխության ընթացքում սարքավորումների երկարակետության բարձրացման համար էներգասարքավորումների հիմնական տարրերում պետք է ապահովվի ջերմային լարվածությունների նվազագույն ամպլիտուդը (տատանումը): Միաժամանակ ջերմության և շոգու ներքին և արտաքին սպառիչների կարիքների ծածկումը բավարարվում է ամբողջ բեռնվածության տիրույթում:

Առաջադրված պահանջներին համապատասխանում է ՊՇԷԿ-ի անցումը ջերմաֆիկացիոն աշխատանքային ռեժիմի, երբ 1-ին և 2-րդ բլոկներում իրականացվում է շոգու կարգավորման առում, կատարվում է վերակառուցում արտաքին և ներքին սպառիչների կենտրոնացված ջերմամատակարարման ապահովման համար, մասնակիորեն նորացվում են կաթսայական, տուրբինային տեղակայանքները, ջերմային սխեման բլոկի և կայանի սահմաններում, քիմջրամաքրումը և այլն: Ջերմաֆիկացիոն ռեժիմի իրականացումը ապահովում է մանրարյունության և խնայողականության զգալի աճ 200 ՄՎտ հզորության բլոկներով այնպիսի տիպային էլեկտրակայանների համար, ինչպիսիք են՝ Հրազդանի ՁԷԿ-ը, Վորոշիլովգրադի ՊՇԷԿ-ը և այլն:

Այդ դեպքում կայանի ագրեգատները նորոգվում են հաշվի առնելով դրանց մի մասի (1-ին և 2-րդ բլոկներ) շահագործումը բազային ռեժիմում, իսկ մյուս մասը գազաթնայինում: Այդ պայմաններում բազային բլոկները օգտագործվում են որպես ջերմաֆիկացիոն բլոկներ: Բազային տուրբինի առումներից իրականացվում է ներքին և արտաքին սպառիչների

ջերմամատակարարումը: Ընդհանուր կայանային կոլեկտորներից համապատասխան պարամետրերի շոգին մատուցվում է հիմնական և գազաթնային բոյլերներին (ջրատաքացուցիչներ), բացի դրանից այդ շոգին օգտագործվում է նաև գազաթնային բլրկի շարժիչային ռեժիմում աշխատանքի ժամանակ նրա հոսուն մասի հովացման համար:

Վերակառուցումից հետո էլեկտրակայանի բարձր մանրամասնությունը ապահովվում է կանգառման-գործարկման և շարժիչային ռեժիմներում ռազմոնալ տեխնոլոգիաների կիրառման հնարավորության հաշվին: Որպես կանոն յուրաքանչյուր առանձին դեպքում հաշվի է առնվում էլեկտրակայանի սարքավորումների առանձնահատկությունը: Օրինակ Յրազղանի ՁԷԿ-ում շարժիչային ռեժիմի կիրառումը ծնունդ է բերում սահմանափակվում է կոնդենսացիոն - հովացման սարքավորման աշխատանքի պայմաններով առանձին հովացման սարքավորման աշխատանքի սեկցիաների սառեցման վտանգով:

Չմռանը Յրազղանի ՁԷԿ-ում կանգառման - գործարկման ռեժիմների կիրառումը, բացի սարքավորումների սպասարկման հայտնի դժվարություններից, պահանջում է հովացման աշխատանքի սեկցիաների հաճախակի անջատում և միացում, որը հանգեցնում է խողովակային համակարգի վնասմանը: Յաշվի առնելով այդ գործոնը Յրազղանի ՁԷԿ-ի վերաբերմամբ, ի տարբերություն այլ կայանների, նախատեսվում է էներգաբլոկների աշխատանքի հնարավորություն հովացման աշխատանքի զուգահեռ միացման պայմաններում:

ԳԱԶԱՏՈՒՐԻՆԱՅԻՆ ՏԵՂԱԿԱՅԱԼՔՆԵՐԻ ԿԻՐԱՌՄԱՆ ՀՆԱՐԱՎՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ ՀԱՅԱՍՏԱՆՈՒՄ

Ա. Չառանցյան, Ս. Պապիկյան

ՀՀ էներգետիկայի արդի վիճակը հրամայաբար պահանջում է օգտագործել նոր տեխնոլոգիաներ, ընչը հնարավորություն կտա խնայելու վառելիքաէներգետիկ պաշարները: Գազատուրբինային տեղակայանքները, որոնք վերջին տարիների ընթացքում մեծ տեղ են զբաղում արտասահմանյան երկրների էներգետիկական տնտեսության մեջ, դասվում են նոր տեխնոլոգիաների շարքին:

Աշխատանքի նպատակն է եղել որոշել գազատուրբինային տեղակայանքներով կահավորված ջեռուցման ՁԷԿ-երի արդյունավետությունը Հայաստանի տարբեր կլիմայական պայմանների համար: Գազատուրբինային ջեռուցման ՁԷԿ-երի հաշվարկի արդյունքները բերված են աղյուսակում:

Աղյուսակ

Ցուցանիշները	Գազատուրբինային տեղակայանքի տիպը		
	ԴԴ-25	ԴԴ-45	ԴԴ-100
Էլեկտրական հզորությունը, ՄՎտ	25	45	100
Սկզբնական ջերմաստիճանը, °C	900	850	750
Գազի ծախսը, կգ/վրկ	184	231	426
Գազերի ջերմաստիճանը գազային տուրբինից հետո, °C	404	465	400
ՕԳԳ-ն ավտոմատ ռեժիմով աշխատելու դեպքում, %	28	25.5	29
ՕԳԳ-ն հեռացող գազերի ջերմության օգտագործման դեպքում, %	79.5	74	68

Ինչպես երևում է աղյուսակից, գազատուրբինային տեղակայանքների հեռացող ծխա-գազերի օգտագործման դեպքում ՕԳԳ-ն բավականին բարձր է ստացվում:

Հաշվարկների հիման վրա կարելի է համզել հետևյալ եզրակացությունների.

1. Աշխատանքում առաջարկվում է կաթսայատների բազայի վրա ստեղծել փոքր հզորության ջեռուցման ՁԷԿ-եր՝ օգտագործելով գազատուրբինային տեղակայանքներ:

2. Առաջարկվում է գազատուրբինային տեղակայանք տեղադրել Յրազղանի ՁԷԿ-ում: Այս դեպքում հնարավոր է ոչ միայն խնայել վառելիքը, այլև կրիտիկական ռեժիմների դեպքում /վառելիքի սղության պայմաններում/ կայանը պահել տաք վիճակում: Հաշվարկները ցույց են տալիս, որ Յրազղանի ՁԷԿ-ում գազատուրբինային տեղակայանքների օգտագործման դեպքում կարելի է ՕԳԳ-ն հասցնել 50%:

3. Գազատուրբինային ջերմաէլեկտրակենտրոնների նախագծումն ու կառուցումը նպատակահարմար է առաջին հերթին իրականացնել Հայաստանի աղետի գոտու քաղաքներում և բնակավայրերում:

4. Գազատուրբինային տեղակայանքներով կահավորված ջեռուցման ՁԷԿ-երի շահագործման արդյունավետությունն ավելի բարձր է ստացվում հատկապես ցուրտ բնակլիմայական պայմաններ ունեցող քաղաքների և բնակավայրերի համար: Դիտարկված երեք բնակլիմայական գոտիների համար տարեկան տեսակարար բերված ծախսերը նույն ջերմային բեռի պայմաններում իրարից տարբերվում են մինչև 20% չափով:

5. ՀՀ էներգահամակարգում տնտեսապես շահավետ և տեխնիկապես հնարավոր է օգտագործել գազատուրբինային տեղակայանքներ: Այն հնարավորություն է տալիս միա-ժամանակ արտադրել էլեկտրական և ջերմային էներգիաներ, խնայել հսկայական քանակությամբ վառելիք և այլն:

6. ՀՀ-ում հրամայական խնդիր է լուրջ գիտական ուսումնասիրությունների և ճարտարագիտական հաշվարկների իրականացմամբ պարզել գազատուրբինային տեղակայանքների կիրառման բնագավառները, միացման սխեմաները և մասշտաբները:

ГОРЕНИЕ СУЛЬФИДОВ В ПРОЦЕССЕ ПРЯМОГО ПОЛУЧЕНИЯ МЕДИ

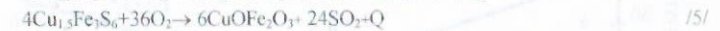
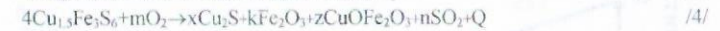
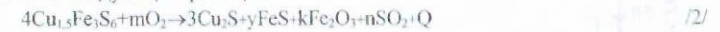
Г.Григорян, Ж.Гукасян

Исследования проведены на сульфидном медном концентрате Капанской фабрики с содержанием: Cu-20%, S-32%, Fe-31%.

Основная реакция самосгорания концентрата:

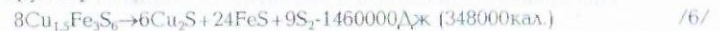


В зависимости от условий проведения процесса вместо реакции /1/ возможно протекание одной из следующих реакций:

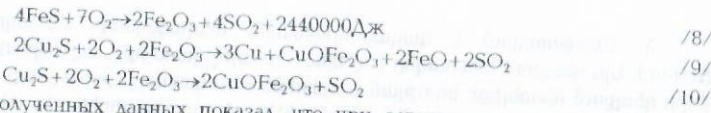


Из конденсированных основных продуктов указанных реакций могут быть получены: штейн с разным содержанием меди (реакция 2), медь (реакция 3), частичная медь и шлак с разным содержанием меди (реакция 4), медный шлак (реакция 5).

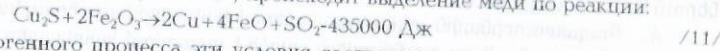
Реакция (3) обеспечивает максимальное извлечение меди. Однако при отклонении от условий этой реакции возможно протекание нежелательных реакций (2), (4), (5). В этой связи и для выявления оптимальных условий реакции (3) проводили двухстадийное твердофазное окисление концентрата. На первой стадии удалили разложившую серу по реакциям:



Полученный огарок с начальным содержанием серы 20% подвергали окислению при различной продолжительности процесса по реакциям:



Анализ полученных данных показал, что при остаточном содержании серы в огарке до 5% (см.рис.- точка "b") протекает процесс окисления сульфида железа по реакции /8/ (кривые F-D, O-C), при этом содержание сульфида меди остается постоянным на уровне кривой "а-в" (реакция 3). После полного окисления сульфида железа при отсутствии окислителя (точка "b") происходит выделение меди по реакции:



Для автогенного процесса эти условия соответствуют реакции /3/. Начиная с точки "b" и при наличии окислителя, окисляется сульфид меди по реакциям (4), (5), (9), (10) и кривым "b-B", "D-ξ", одновременно образуется феррит меди по указанным реакциям и кривой "D-E". Со снижением содержания серы в огарке повышается его магнитность по кривой "O-U-K". В точке "K" общая магнитность огарка составляет 22%, в том числе от окисления сульфида железа 10% (точка "U"), и на долю образования феррита меди приходится 12% ("K-U"). Полученные результаты магнитности огарка совпадают с литературными данными [1], что подтверждает их достоверность.

Для обеспечения условий максимального извлечения меди оптимальная масса окислителя M_{O_2} для заданного (P_s) количества концентрата может быть рассчитана по уравнению:

$$\text{M}_{\text{O}_2} = 1.5 P_s (0.01 S - 0.0025 \text{ Cu})$$

где S и Cu — процентное содержание серы и меди в концентрате.

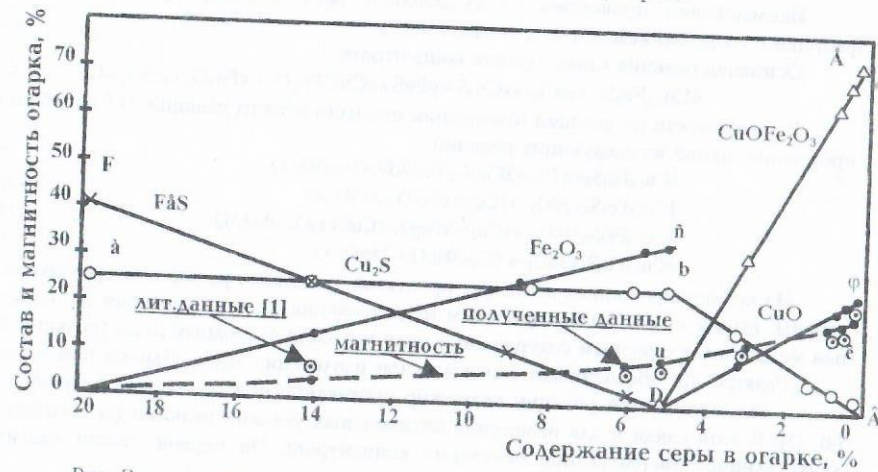


Рис. Зависимость состава и магнитности огарка от содержания серы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Х.К.Аветисян, металлургия черновой меди. М. 1954, 464 с.

ԿՈՆՊԵՆՍԱՏՅՈՒՆ ԶՈՒՎՑՄԱՆ ՏԵՂԱԿԱՅԱՆՔ ԵՎ ՑԱՅՏԱՎԱԶԱՆ ԶԱՄԱԿՑՎԱԾ ԶԱՄԱԿՎԱՐԳԻ ԱՇԽԱՏԱՆՔՅՈՒՆ ՌԵԺԻՄԵՐԻ ՈՒՍՈՒՄԱՍԻՐՈՒԹՅՈՒՆԸ

Ն. Գարությունյան, Ս. Գրիգորյան

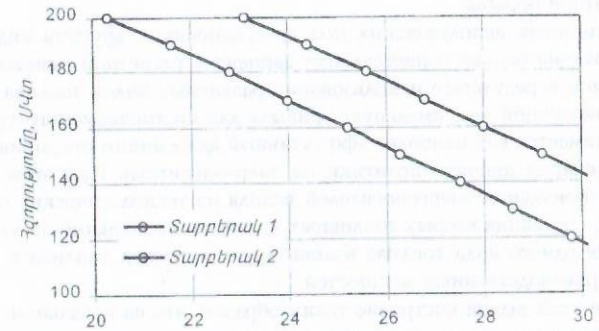
Ինչպես հայտնի է, ջերմային և ատոմային էլեկտրակայանների տեխնիկական ջրամատակարարման համակարգերում հաճախ կիրառվում են տարբեր տիպի հովացուցիչներով համակցված համակարգեր: Այդպիսի համակարգի օրինակ է առաջարկվում Զրազղանի ՊՇԵԿ-ի 200 Մկտ հզորությամբ էներգաբլոկների շրջանառության ջրի հովացման համակարգի համար զուգահեռ աշխատող կոնդենսատային հովացման տեղակայանքի և ցայտավազանի համակցված համակարգը: Քանի որ դիտարկված էներգաբլոկները կահավորված են մակերևութային կոնդենսատորներով, ուստի հովացնող ջրի անմիջական շփումը շրջակա միջավայրի հետ բացառելու համար կոնդենսացիոն հովացման տեղակայանքի հետ զուգահեռ միացվում են ջրա-ջրային ջերմափոխանակիչներ, որոնց հովացումն իրականացվում է ցայտավազանի ջրի միջոցով:

Չուգահեռ աշխատող երկու հովացուցիչների միջև հովացնող ջրի ծախսի օպտիմալ բաշխումը պետք է որոշվի կոնդենսատորի մուտքում հովացնող ջրի նվազագույն ջերմաստճանով: Սակայն, քանի որ այդ ջերմաստիճանը, բացի էներգաբլոկի աշխատանքային ռեժիմից, կախված է նաև այդ շրջանի բնակլիմայական պայմաններից, ուստի ակնհայտ է, որ դիտարկվող խնդիրը միանշանակ չէ:

Հաշվարկները ցույց են տալիս, որ K-200-130 տուրբոտեղակայանքի համար, աշխատանքային տարբեր ռեժիմներում, օդի ջերմաստիճանի 20-ից 30°C ջերմաստիճանների դեպքում, կոնդենսատորի մուտքում հովացնող ջրի նվազագույն ջերմաստիճան ստացվում է հովացնող ջրի ծախսի 18-ից 22%-ը դեպի ջրա-ջրային ջերմափոխանակիչներ ուղղելու դեպքում:

Էներգաբլոկը միայն կոնդենսատային հովացման տեղակայանքով աշխատելիս հզորության սահմանափակումը սկսվում է շրջակա օդի 20.3°C ջերմաստիճանի դեպքում, իսկ հովացման համակցված համակարգի դեպքում հզորության սահմանափակումը տեղափոխվում է մինչև 23.1°C:

Հաշվարկի արդյունքում ստացված տվյալների հիման վրա կառուցված հետևյալ կորերից երևում է, որ սկսած էներգաբլոկի անվանական հզորությունից մինչև թույլատրելի նվազագույնը փոփոխության դեպքում հզորությունը սահմանափակող օդի ջերմաստիճանն աճում է մոտ 2.8-3.0°C:



Օդի ջերմաստիճանը, աստ

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ СПРОСА НА ГАЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С УЧЕТОМ СЦЕНАРИЕВ ЦЕНОВОЙ ПОЛИТИКИ НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

Ю. Казарян, К. Манукян, К. Казарян

В сложившихся экономических условиях спрос на энергоносители определяется платежеспособностью потребителей, что обуславливает принципиально иное отношение к прогнозированию спроса на топливо, основанное на предоставлении потребителям права выбора наиболее выгодного им энергоносителя в зависимости от его качества и цены — совокупной характеристики потребительского эффекта от использования одного вида топлива по сравнению с другими.

В этой связи формируется необходимость разработки нового методического подхода к прогнозированию спроса на газ с учетом основного показателя рыночной экономики — цен на энергоносители.

Предлагаемый методический подход основан на учете факторов, оказывающих существенное влияние на формирование платежеспособного спроса на газ:

- состояние экономики государства и темпы ее развития;
- цены на энергоносители и проводимая государством ценовая и налоговая политики в области энергетики и динамика цен;
- взаимозаменяемость энергоносителей и эффективность использования газа по сравнению с другими видами топлива;
- финансовое состояние и платежная дисциплина потребителей.

Совокупность этих факторов при адресном подходе позволяет определить для каждого потребителя платежеспособный спрос на газ и другие виды топлива, сумма которых формирует баланс топлива в отраслевом и территориальном разрезе.

Для промышленных потребителей решение этой задачи сводится к определению эффективности использования газа по сравнению с другими видами топлива.

В основе решения этой задачи заложен принцип взаимозаменяемости энергоносителей и достижения наименьших энергозатрат путем различных используемых видов топлива. Выбор минимального значения энергозатрат обусловлен необходимостью снижения издержек производства — обеспечения условий рентабельного функционирования предприятий в условиях роста цен на энергоносители и жесткой конкурентной борьбы.

Эффективность использования газа по сравнению с другими видами топлива устанавливается на основе сопоставления вариантов расчетной прибыли предприятия, полученной в результате использования различных видов топлива. Объем топлива, обеспечивающий максимальную прибыль для прогнозируемого уровня производства, принимается как наиболее эффективный для данного предприятия рассматриваемого сценария ценовой политики на энергоносители. При этом учитывается возможность замещения энергоносителей исходя из технологических особенностей производства, состояния вторых топливных хозяйств, необходимость инвестиций от использования одного вида топлива взамен другого, расход топлива в зависимости от загрузки производственных мощностей.

Решение этой задачи построено таким образом, что на начальном этапе для данного сценария цен на энергоносители определяется наименьшая себестоимость электроэнергии и пара на ТЭС при использовании различных видов топлива. Затем

с учетом работы ГЭС, АЭС определяется системный тариф на электроэнергию по рассматриваемому региону в целом. В результате показатели тарифов на энергоносители (для заданного сценария цен): газ, мазут, уголь, электроэнергия и пар поступают в блок промышленности, где при адресном подходе, т.е. с учетом особенностей технологических процессов каждого предприятия, определяется платежеспособный спрос на газ и другие виды энергии при условии достижения максимальной прибыли предприятия.

Объемные показатели спроса на газ промышленных потребителей формируют отраслевую структуру платежеспособного спроса на газ рассматриваемого региона, соответствующего заданному сценарию цен на энергоносители.

Предлагаемый инструментальный апробирован на примере наиболее представительных предприятий Армении, с точки зрения газопотребления, и показал приемлемость для прогнозирования платежеспособного спроса на газ для промышленных потребителей и других крупных региональных газоснабжающих систем.