

ЭНЕРГЕТИКА

Г. Г. АДОНИС, А. А. АРУՄՅԱՆ, А. М. АРАКЕЛЯՆ, В. Н. СААКОВ

РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭНЕРГИИ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Степень достоверности результатов решения задачи расчета, анализа и снижения технологического расхода энергии (ТРЭ) в электрических сетях энергосистем зависит от полноты информации о режиме работы этих сетей за рассматриваемый период времени [1, 2]. В этих условиях при выборе методики расчета ТРЭ целесообразно исходить из степени полноты информации о нагрузках узлов электрических сетей различных классов напряжения (различных иерархических уровней управления).

В данной статье рассматриваются вопросы, связанные с расчетами ТРЭ, исходя из соответствующего объема и полноты информационной обеспеченности. Каждый узел электрической сети характеризуется величинами P , Q или P , U . Две другие величины (соответственно φ , U или φ , Q) определяются в результате расчета установившегося режима (УР) электрической сети.

Множество всех узлов сетей 0,4 кВ и выше по степени полноты информации можно разделить на следующие подмножества (табл. 1) с полной информацией (ПН); неполной информацией (ННН) и минимальной информацией (МН).

В результате развития информационных сетей произойдут качественные изменения, и узлы из подмножества с менее достоверной информацией перейдут в более высокую группу по информативности.

1. *Расчеты ТРЭ в электрической сети, содержащей узлы типа ПН.*
Постановка задачи. Задаются: графики нагрузок всех узлов схемы $P(t)$ и $Q(t)$ за данный период времени T (час) и параметры схемы замещения. Определяются: величины ТРЭ в каждом элементе схемы замещения электросети и его суммарное значение.

Путем дискретизации графики нагрузки разбиваются на ступени, которые затем группируются по одинаковым мощностям (ординатам). В результате расчета N серий УР определяется технологический расход мощности (ТРМ) в каждой ветви схемы замещения.

Определяются: 2) величины ТРЭ в каждой ветви J за период Δt , равный длительности данного режима:

$$\Delta W[I, J] = \Delta P[I, J] \Delta t[I], \quad (1)$$

где $\Delta P[I, J]$ — ТРМ при I -ом режиме в J -й ветви; $\Delta t[I]$ — длительность I -го режима (час);

б) величина ТРЭ в электросети в целом:

$$\Delta W = \sum_{I=1}^K \sum_{J=1}^K \Delta W[I, J], \quad (2)$$

где K — число ветвей схемы замещения;

в) передаваемая по каждой ветви электроэнергия за период T :

$$W[J] = \sum_{I=1}^K P[I, J] \Delta t[I]. \quad (3)$$

Данная методика основана на использовании наиболее полной информации о режиме работы сети за расчетный период, дающей наибольшее приближение к истинным значениям ТРЭ в каждом элементе сети.

Таблица 1

Деление множества узлов электросети по степени полноты информации о режиме

Уровень	Тип узла	Элементы сети	Информация о режиме работы	Период времени (источник информации)
ПЭО	ПП	Генераторные узлы (шины) ВЛ связи с ОЭС	P, Q	Каждые сутки (суточная ведомость ПДЛ)
	НПП	Системообразующие высоковольтные ВЛ и ПС Шины ПС 110, 35-6 (10) кВ	P, Q W	дважды в год (карта замеров) месяц, квартал, год (отчеты)
ПЭС	НПП	Шины ПС 35-6 (10) кВ ВЛ связи с ПЭО	$I, U, \cos \varphi$ W	дважды в год (карта замеров) месяц, квартал, год (отчеты)
РЭС	НПП	Шины головной ПС ВЛ связи с ПЭС	-	-
	МП	Шины ПС 6 (10), 0,4 кВ ВЛ связи с смежными РЭС	мощность трансформаторов допустимые нагрузки	-

2. Расчет ТРЭ в электрической сети, содержащей узлы типа ПП и НПП. Постановка задачи. Задаются: графики нагрузок узлов типа ПП за расчетный период времени; графики нагрузок узлов типа НПП

в день замеров в системе; графики суммарно потребленных мощностей за все сутки расчетного периода времени; параметры схемы замещения электросети.

Определяются: величины ТРЭ в каждом элементе схемы и его суммарное значение.

Пусть известны графики $P(I)$ всех N_s нагрузочных узлов, а также график суммарной нагрузки системы. Тогда за период T (час) будем иметь $L = N_s T / 24$ суточных графиков. Получим семейство графиков расположенных аналогично элементам матрицы, которое условно назовем матрицей графиков нагрузок (МГН).

Учитывая наличие в МГН рассматриваемой сети одновременно узлов типа ПН и НГНН, запишем:

$$P_s = P_{\text{пн}} + P_{\text{нгнн}}, \quad (4)$$

где P_s , $P_{\text{пн}}$, $P_{\text{нгнн}}$ — суммарные нагрузки системы всех узлов типа ПН и НГНН, соответственно.

В произвольный момент времени t имеем:

$$P_{\text{пн}}[t] = \sum_{j=1}^J P_{\text{пн}}[I, t]; \quad P_{\text{нгнн}}[t] = \sum_{j=1}^J P_{\text{нгнн}}[I, t]. \quad (5)$$

Следовательно, учитывая (4), получим значение суммарной нагрузки системы в t -й час:

Значения нагрузок узлов типа НГНН известны лишь в день замеров. Для определения нагрузок этих узлов за последующие сутки применим один из методов разворачивания информации о суммарной нагрузке системы. В данном случае наиболее подходящим является метод, разработанный в Ленэнерго, который позволяет активную нагрузку узла I в t -й час L -х суток представить в зависимости от суммарной нагрузки системы:

$$P[I, t] = \bar{P}[I, L] + \beta_p[I] \{P[C, t] - \bar{P}[C, L]\}, \quad (6)$$

здесь $\bar{P}[I, t] = \alpha_p[I] \bar{P}[C, t]$, $P[I, t]$, $P[C, t]$ — нагрузки узла и системы в t -й, соответственно, средние нагрузки системы и I -го узла за L суток; $\alpha_p[I]$, $\beta_p[I]$ — коэффициенты узла I , которые практически остаются неизменными в течение полугода и определяются по формулам:

$$\alpha_p[I] = \frac{P_M[I] + P_m[I]}{P_M[C] + P_m[C]}, \quad \beta_p[I] = \frac{P_M[I] - \bar{P}[I]}{P_M[C] - \bar{P}[C]}. \quad (7)$$

Здесь $\bar{P}[I]$, $\bar{P}[C]$ — средние, а $P_M[I]$, $P_M[C]$, $P_m[I]$, $P_m[C]$ — максимальные (M) и минимальные (m) значения мощностей I -го узла и системы в день контрольных замеров. Средние значения мощностей определяются по показаниям электросчетчиков.

Обозначим:

$$z_p |I| = z_p |I| \lg \varphi; \quad \beta_p |I| = \beta_p |I| \lg \varphi. \quad (8)$$

Таким образом мощность каждого узла в момент t может быть описана уравнением:

$$P[I, t] + jQ[I, t] = \{z_p |I| + jz_q |I|\} \bar{P}[C, I] + \\ + \{\beta_p |I| + j\beta_q |I|\} \{P[C, L] - P[C, I]\}. \quad (9)$$

После определения мощностей узлов глия НПП решение задачи сводится к расчету серии УР и определению величин и структуры ТРЭ, аналогично предыдущему методу. Число расчетов УР равно числу ступеней рассматриваемого графика нагрузки системы.

Пример расчета ТРЭ. Заданы: схема электрической сети ПЭС, содержащей 18 узлов. В сети 8 нагрузочных узлов, из них 2—типа ПП, 6—типа НПП, остальные — сетевые ($P = 0, Q = 0$); значения α и β , вычисленные согласно (7) по данным предыдущих замеров; суточный график активной мощности системы, откуда имеем:

$$P_m[C] = 95 \text{ МВт}, \quad P_n[C] = 47 \text{ МВт}, \quad \bar{P}[C, L] = 66,26 \text{ МВт}.$$

В результате расчета УР по расчетным нагрузкам (9) узлов НПП, ТРМ при первой ступени графика составил 0,59 МВт (точное значение — 0,54 МВт). ТРЭ за сутки составил 23,3 МВт.ч. (отклонение от точного — 8%). В отдельных элементах максимальная погрешность достигала 15%, в остальных ветвях схемы — меньше 10%.

Дальнейшее развитие информационной техники и информационных сетей постепенно изменит число узлов типа НПП, увеличив число узлов типа ПП.

3. *Расчет ТРЭ в электрической сети, содержащей только узлы типа НПП. Постановка задачи.* Задаются: средние и максимальные значения мощностей в узлах за расчетный период времени; параметры схемы замещения электросети. Определяются: величины ТРЭ в каждом элементе схемы замещения электросети и суммарное его значение.

Существуют различные упрощенные выражения для определения коэффициента формы графика нагрузки [4—6]. Связь средней нагрузки с минимальным и максимальным значениями выражается в форме [3].

$$\bar{P} = \frac{2\alpha}{1+\alpha} P_m, \quad (10)$$

где $\alpha = P_m/P_n$. Исключив P_m , получим:

$$\alpha = \frac{\bar{P}}{2P_n - \bar{P}}. \quad (11)$$

Эффективные значения мощностей в узлах:

$$P_i = K_{\Phi i} \bar{P}_i; \quad Q_i = L_{\Phi i} \bar{Q}_i. \quad (12)$$

где $K_{\Phi i}$, $L_{\Phi i}$ — коэффициенты формы графиков активной нагрузки и реактивной мощности. Решение задачи ТРЭ сводится к расчету ХР и ТРМ, ТРЭ в элементах сети определяется умножением ТРМ на длительность периода.

4. *Расчеты ТРЭ в электрической сети, содержащей узлы типа ННН и МИ. Постановка задачи.* Задаются: средний и максимальный токи головного узла (ГУ) за расчетный период; модуль напряжения и коэффициент мощности ГУ; средние и максимальные токи узлов или установленные мощности трансформаторов (и нагрузочных узлов); номинальные напряжения в узлах; параметры схемы замещения. Определяются: ТРЭ в отдельных элементах сети и его суммарное значение.

Возможны следующие случаи: 1. Для части узлов (типа ННН), в том числе ГУ, задаются средние и максимальные значения токов, для остальных узлов (типа МИ) — установленные мощности трансформаторов. 2. Все узлы типа МИ, кроме ГУ.

Более общим является первый случай, алгоритм решения которого сводится к следующему: согласно (10) и (11) для всех узлов типа ННН определяются коэффициенты формы графиков нагрузок, по средней нагрузке в форме тока и суммарному номинальному току ГУ определяется коэффициент использования ГУ; определяются средние значения токов нагрузок узлов типа МИ при допущении равенства для этих узлов и ГУ; определяются эффективные токи в узлах; осуществляется контроль баланса токов в сети и соответствующая коррекция токов в узлах типа МИ, если баланс не соблюдается; определяются напряжения в узлах; предварительно определены питаемые и питающие узлы графа схемы сети, вычисляются эффективные токи в ветвях, а затем расходы активной и реактивной мощностей, а также ТРЭ в ветвях и в сети в целом.

Результаты сопоставления расчетов, выполненных приближенными методами, описанными в [4—6], и точного расчета радиальной сети 10 кВ с числом узлов 7 и ветвей 6 показаны в табл. 2.

Для отдельных узлов использованы типовые графики нагрузок жилых зданий с газовыми, электрическими и огневыми плитами; машиностроительного завода, столовой, заготовительной фабрики.

Из табл. 2 видно, что наиболее близки к точному результаты расчетов по изложенной методике.

Рассмотренные методы расчета ТРЭ реализованы в комплексной программе «Расчет и анализ технологического расхода энергии в электрических сетях энергосистем» — «РАТРЭ-82».

Относительные погрешности результатов расчетов ТРЭ (%)

Ветви схемы	М е т о д ы р а с ч е т о в					
	точный (МВт·ч)	[4]	[5]	[6]	все узлы типа IIII	все узлы типа МН, кроме ГУ
1-2	15,21	+27,8	- 4,9	—	15	-29,5
2-3	187,32	-20,7	-6,3	—	+1,3	-10,3
3-4	438,88	+20,8	-8,7	—	-4,5	- 5,1
4-5	701,56	+18,3	8	—	+4,6	- 3
5-6	1076,29	+17,6	+7,7	—	+4,3	- 3,1
6-7	1449,29	-27,1	-6,5	—	+1,9	- 5,5
Итого	4171,11	+22,2	- 7,2	+7,4	+3,1	- 4,7

В ы в о д ы

1. Предложенная классификация множества узлов электрической сети по степени полноты информации о режиме ее работы позволяет выбирать наиболее приемлемую методику расчета ТРЭ на различных иерархических уровнях управления.

2. В отличие от существующей тенденции усложнения методик расчета ТРЭ для повышения достоверности результатов целесообразно увеличение числа узлов типа IIII.

3. Для получения экономически обоснованного объема информации необходимо проведение исследований для всех иерархических уровней управления соотношения затрат на сбор и обработку информации и достигаемого эффекта от снижения ТРЭ.

Армавирэнергопроект

11. VII. 1983

Հ. Տ. ԱՔՈՆՅԱՆ, Ս. Ս. ՀԱՐՈՒՅՈՒՆՅԱՆ, Ա. Մ. ԱՍԿԵՆՅԱՆ, Վ. Ի. ՈՒՀԱԿՈՎ

ԷՆԵՐԳԱԶՍՄԱՐԿԱՐԳԵՐԻ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆ ՑԱՆՑԵՐՈՒՄ ԷՆԵՐԳԻԱՅԻ
ՏԵԽՆՈԼՈԳԻԱԿԱՆ ԾԱԽՍԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԸ

Ա Վ Փ Ո Փ Ո Ւ Մ

Հոգվածում շարադրված է էներգահամակարգերի էլեկտրական ցանցերում էներգիայի տեխնոլոգիական ծախսերի հաշվարկման մեթոդներ՝ կախված նրանից, թե որքանով է լրիվ էլեկտրացանցի ամեն մի հանգույցի բեռնվածությունն մասին ունեցած ինֆորմացիան:

Այդ նկատառումով էլեկտրացանցի հանգույցների բազմությունը բաժանվում է երեք՝ լրիվ, ոչ լրիվ և նվազագույն ինֆորմացիայով ենթարկվող մոնիթորինգների: Դրանց համապատասխան մշակվել են տեխնոլոգիական ծախ-

ների հաշվարկման արդարյալները Կազմված է Հիսկոտոնային հաշվիչ մեքե-
նայով էլեկտրալեներգիայի տեխնոլոգիական ծախսերի հաշվարկման կոմպյ-
ւթրային ծրագիրը:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Щербина Ю. В., Боцко Н. Д., Бузенко А. Н. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях.— Киев. Техника, 1981.— 104 с.
2. Железко Ю. С. Интервалы неопределенности расчетных значений потерь электрической энергии в сетях.— Электричество, 1982, № 10, с. 5—9.
3. Волобринский С. Д., Каялоз Г. М., Клеин П. Н., Метель Б. С. Электрические нагрузки промышленных предприятий.— П. Энергия, 1971.— 261 с.
4. Каялоз Г. М. Определение потерь энергии в электрической сети по средним значениям нагрузок в ее узлах.— Электричество, 1976, № 6, с. 19—21.
5. Пелешич В. Г., Анисимов Л. П. Методика расчета нагрузочных потерь энергии в распределительных сетях.— Электрические станции, 1975, № 7, с. 51—54.
6. Временная инструкция по расчету и анализу потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем Казанцев В. И. и др.— М., 1976. СПО ОРПЭЭС.— 56 с.