

Как вывод данная система является лучшим решением в сравнение с монолитной, имеет ряд преимуществ, пользователи приложения всегда смогут получить положительный опыт использования что является серьезным аргументом в пользу микросервисов.

Литература

1. Микросервисная архитектура / Wikipedia // [Электронный ресурс]. – 2010. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Микросервисная_архитектура – Дата доступа: 09.03.2020.
2. MongoDB / Wikipedia // [Электронный ресурс]. – 2018. – URL: <en.wikipedia.org/wiki/MongoDB> – Дата доступа: 8.03.2020.
3. Кластер / Wikipedia // [Электронный ресурс]. – 2011. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Кластер> – Дата доступа: 10.03.2020.
4. API / Wikipedia // [Электронный ресурс]. – 2014. – URL: <https://en.wikipedia.org/wiki/api> – Дата доступа: 10.03.2020.

А. С. Крылов (ГГТУ имени П.О. Сухого, Гомель)
Науч. рук. **В. И. Токочаков**, канд. техн. наук, доцент

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В МНОГОАБОНЕНТСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 кВ

Потери электроэнергии в электрических сетях – является важным показателем экономичности их работы, также является очевидным указателем состояния системы учета электричества, производительности взаимодействия работы различных учреждений. Данный показатель все отчетливей говорит о накапливающихся проблемах, которые требуют оперативных решений в формировании, реконструкции и техническом переоснащении электрических сетей, кроме того в модернизации средств и способов их применения и управления, в увеличении точности учета электричества, улучшении эффективности сбора валютных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п.

Из упомянутого выше следует, собственно, что проблема снижения утрат электричества в электрических сетях не утратила собственной актуальности, а стала одной из ключевых задач обеспечения экономической прочности энергоснабжающих учреждений.

Цель разработки программного обеспечения – это адекватно разделить потери электроэнергии между абонентами, питающихся от одной линии электропередач.

Точное установление потерь за промежуток времени T допустимо при наличии известных параметрах R и ΔP_x а также функций времени $I(t)$ и $U(t)$ на всем промежутке. Параметры R и ΔP_x как правило известны, и в расчетах их считают постоянными [2]. Однако сопротивление проводника находится в зависимости от температуры.

Сведения о режимных параметрах $I(t)$ и $U(t)$ существует как правило лишь для дней контрольных замеров. Данные сведения считаются неполными и ограничено надежными, из-за того, что замеры проводятся техникой с конкретным классом точности и не в тоже время, что и на других подстанциях.

В зависимости от полноты данных о нагрузках составляющих сети для расчетов нагрузочных потерь могут использоваться следующие методы:

Методы расчетов по каждому элементу, использующие формулу:

$$\Delta W_n = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^k R_i \cdot \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2, \quad (1)$$

где k – число элементов сети; I_{ij} – токовая нагрузка i -го элемента сопротивлением R_i в момент времени j ; Δt – периодичность опроса датчиков, фиксирующих токовые нагрузки элементов.

Методы характерных режимов, использующие формулу:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot t_i, \quad (2)$$

где ΔP_i – нагрузочные потери мощности в сети в i -м режиме продолжительностью t_i часов; n – число режимов.

Методы характерных суток, использующие формулу:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^c \cdot D_{эки}, \quad (3)$$

где m – количество характерных суток, утраты электроэнергии за каждые из которых, рассчитанные по известным графикам нагрузки в узлах сети, составляют ΔW_{ni}^c ; $D_{эки}$ – равносильная длительность в году i -го характерного графика (число суток).

Методы числа часов наибольших потерь τ , использующие формулу:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \cdot \tau, \quad (4)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети.

Методы средних нагрузок, использующие формулу:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T, \quad (5)$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в сети при средних нагрузках узлов за период T ; k_{ϕ} – коэффициент формы графика мощности или тока.

Нагрузочные потери электроэнергии в линии устанавливаются согласно одной из двух формул в связи с тем, какая информация о нагрузке ведущего участка имеется – активная W_P и реактивная W_Q энергия, переданная за период времени T или максимальная токовая нагрузка I_{max} :

$$\Delta W_n = \frac{W_P^2 \cdot k_{\phi P}^2 + W_Q^2 \cdot k_{\phi Q}^2}{U_{\text{эк}}^2} \cdot R_{\text{эк}} \cdot T, \quad (6)$$

$$\Delta W_n = 3 \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot \tau \cdot R_{\text{эк}}, \quad (7)$$

где $k_{\phi P}$ и $k_{\phi Q}$ – коэффициенты формы графиков активной и реактивной мощности; $U_{\text{эк}}$ – эквивалентное напряжение сети, учитывающее перемены фактического напряжения как в период времени, так и вдоль линии.

При соответственном расчете либо прогнозировании потерь электрической энергии в питающей сети компаний разбить потери между абонентами подразумевается соответственно употребляемой электроэнергии за месяц.

Литература

1. Бурулько Л.К. Математическое моделирование в электротехнике. / Л.К. Бурулько – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2003. – 100 с.
2. Даценко В.А. Математическое моделирование в системах электроснабжения. / В.А. Даценко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2003. – 120 с.
3. Фурсанов М.И. Расчеты потерь электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов – Минск: БНТУ, 2018. – 111 с.