

## ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НЕФТЕДОБЫЧИ

К. А. Тарасенко

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Беларусь*

Научный руководитель А. Г. Ус

Развитие современного производства, в том числе и нефтяной промышленности, тесно связано с развитием энергетики. Снабжение нефтедобывающих предприятий электроэнергией требуемого качества и необходимой надежности во многом гарантирует стабильную работу без нарушений и сбоев и, как следствие, позволяет исключить потери нефти и простой оборудования и рабочих.

Электроснабжение потребителей нефтедобычи (на примере нефтегазодобывающего управления (НГДУ) «Речицанефть») в основном вполне удовлетворяют требования существующего категорирования электроприемников по надежности электроснабжения. Однако отсутствие при нормировании надежности более чувствительных признаков, чем «массовый недоотпуск продукции», «значительный ущерб», «опасность для жизни людей», не позволяют эффективно решать задачу управления эксплуатационной надежностью электроснабжения (корректировать межремонтные периоды электрооборудования, применять автономные мобильные резервные источники питания и др.), являющейся основным средством оптимизации надежности обеспечения потребителей электроэнергией. Это в реальных условиях в большинстве приведет к повышению уровня надежности систем электроснабжения.

Необходим технико-экономический анализ функционирования действующих электрических сетей, оптимизация надежности по существующим критериям (признакам) категорирования электроприемников. Одновременно должны быть разработаны отраслевые более чувствительные признаки категорирования потребителей (узлов нагрузки) – по продолжительности разового перерыва и суммарного, например, годовой продолжительности перерыва электроснабжения. Это позволит обеспечить достаточную надежность электроснабжения потребителей нефтедобычи.

Анализ аварийных отключений потребителей за 2003–2005 гг. показал, что:

- подавляющее большинство (до 80 %) составляют отключения с перерывом в электроснабжении до 1 часа;
- большая часть всех отключений (до 76 %) – это отключения длительностью до 6 часов;
- несмотря на то, что суммарное время перерывов в электроснабжении до 1 часа составляет 9 % от всего аварийного перерыва в электроснабжении за 2004 г., доля ущерба составила 17,5 %. Аналогичная тенденция просматривается и для 2 и 3-х часовых перерывов в электроснабжении;
- количественным показателем вышеуказанной тенденции является удельный ущерб, имеющий важное значение в области кратковременных перерывов (1–3 часа) в электроснабжении.

В данной работе с целью обеспечения возможности решения задачи управления эксплуатационной надежностью систем электроснабжения потребителей нефтедобычи предлагается:

- упрощенная методика количественной оценки надежности электроснабжения, учитывающая основные, решающие факторы;

- корректировка межремонтных периодов электрооборудования и аппаратов с учетом требуемой надежности электроснабжения;
- применение в качестве резервных источников питания для потребителей нефтедобычи автономных, мобильных ДЭС;
- применение альтернативных источников электроэнергии.

Методика расчета надежности системы электроснабжения основывается на представлении времени жизни  $T$  ( $T = 8760$  ч) каждой ветви электрической сети в виде состояний нормальной работы ( $T_p$ ), холодного резерва ( $T_0$ ), планово-профилактического обслуживания ( $T_1$ ) и аварийного ремонта ( $T_2$ ). Все ветви схемы относительно точки присоединения электроприемника можно условно разделить на резервируемые и нерезервируемые. Тогда вероятная длительность перерыва электроснабжения электроприемника в течение времени  $T$  для двух взаимнорезервируемых ветвей определится по следующей формуле:

$$\tau = \omega \left( \frac{T - T_1' - T_2' - T_0' - T_1 - T_2 - T_0}{T'} t_1 + \frac{T_1'}{T} t_2 + \frac{T_2'}{T} t_3 + \frac{T_0'}{T} t_4 \right) + \omega' \left( \frac{T_1}{T} t_2' + \frac{T_2}{T} t_3' + \frac{T_0}{T} t_4' \right), \quad (1)$$

где  $T_1'$ ,  $T_2'$ ,  $T_0'$  – те же времена, что и  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_0$ , но относящиеся к резервной ветви;  $\omega$ ,  $\omega'$  – параметры потока отказов соответственно основной и резервной ветви;  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ ,  $t_4$ ,  $t_2'$ ,  $t_3'$ ,  $t_4'$  – времена восстановления электроснабжения при различных режимах сочетания основной и резервной ветви.

Длительность погашения электроснабжения нерезервируемой ветви определяется по выражению:

$$\tau = \kappa \Phi_1 + \Phi_2, \quad (2)$$

где  $\kappa$  – коэффициент неблагоприятного времени проведения планово-предупредительных ремонтов.

Суммарная же в течение года продолжительность перерывов питания нагрузки, питающейся по цепи из  $\kappa$  ветвей составит

$$\tau_n = \sum_{i=1}^{\kappa} \tau_i. \quad (3)$$

Основным критерием надежности является показатель  $\tau_n$ . В принципе, можно учесть и недоотпуск электроэнергии, и ущерб от перерывов питания.

Существующая на настоящее время система планово-предупредительного ремонта (ППР) при установлении сроков межремонтных периодов электрооборудования не учитывает требуемого уровня надежности электроснабжения. Это приводит к тому, что в одном случае межремонтные периоды оборудования превышают необходимые, в другом – являются недостаточными. Для устранения этого предлагается текущие и капитальные ремонты электрооборудования определять по соответствующим математическим выражениям, учитывающим надежность электроснабжения:

$$\sum_{i=1}^{N_{изн}} Y_i + \frac{T}{T_k} Z_{ок} \longrightarrow \min; \quad (4)$$

$$N_{\text{изн}} = f(T_k),$$

где  $N_{\text{изн}}$  – количество износных отказов в течение времени  $T$ ;  $Y_i$  – ущерб от  $i$ -го износного отказа;  $Z_{\text{ок}}$  – стоимость одного капитального ремонта оборудования.

$$R\delta n(t_M) = \frac{R\delta n(T_k - (\frac{T_k}{t_M})t_M)Ru(T_k)}{Ru((\frac{T_k}{t_M})t_M)}, \quad (5)$$

где  $R\delta n(t_M) = e^{-\omega t_M}$ ;

$$R\delta n(T_k - (\frac{T_k}{t_M})t_M) = e^{-\omega(\Phi_k - (\frac{\Phi_k}{t_M})t_M)};$$

$$Ru(T_k) = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} \int_{T_k}^{\infty} e^{-\frac{(T-M)^2}{r\delta^2}} dt;$$

$$Ru((\frac{T_k}{t_M})t_M) = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} \int_{(\frac{T_k}{t_M})t_M}^{\infty} e^{-\frac{(T-M)^2}{r\delta^2}} dt.$$

Применение дизельной электростанции требует решения следующих технико-экономических задач:

- определить соотношение мощности ДЭС (активной, полной) с суммарной мощностью, характеристиками потребителей НГДУ, параметрами пуска/торможения при аварийном и плановом отключениях сети;
- разработать математическую модель продолжительности поиска повреждения в электрических сетях потребителя нефтедобычи;
- определить время развертывания (введения в работу) ДЭС после транспортировки к месту подключения;
- выбрать место расположения ДЭС в состоянии «горячего резерва»;
- определить операции по контролю узлов и параметров механической и электрической части ДЭС в режиме «горячего резерва»;
- выбрать средства транспортировки ДЭС к месту подключения;
- определить экономические критерии использования ДЭС в качестве мобильного резервного источника питания.

В результате статистического анализа аварийных и плановых отключений в 2003–2005 гг. и ущерба, вызываемого ими, использование ДЭС номинальной мощностью 1000 кВт в качестве мобильного резервного источника для питания потребителя НГДУ целесообразно в сетях напряжением 6 кВ в случае:

- плановых отключений питающих линий при предполагаемом ущербе от недодобычи нефти не менее 1,9 т/ч;
- аварийных отключений длительностью более 12 часов, при предполагаемом ущербе не менее 1,7 т/ч;
- в случае форс-мажорных обстоятельств.

Из общепринятых источников электроэнергии, таких как энергия солнца, ветра, прилива – отлива наиболее реалистичным выглядит энергия ветра. Этому есть несколько предпосылок:

- невозможность использования энергии воды и солнца;
- раздробленность нефтедобывающих установок по территории не противоречит принципам расстановки «ветряков»;
- учитывая скоростной режим ветра, возможность применения тихоходных ветряных электростанций;
- проблемы, связанные с отчуждением земель, не будут существенными.

Повышение эксплуатационной надежности системы электроснабжения – это не вопрос «одного дня», и решение его требует длительного времени и комплексного подхода. Кроме того, с течением времени, пути повышения надежности системы электроснабжения могут меняться и дополняться под влиянием таких факторов как: климатические условия, цены на нефть, проблемы окружающей среды и т. д.