

10 кВ ТП-641 – ТП-642 и ТП-647 – ТП-646, сечение которых не соответствует требованиям термической стойкости, при этом общая длина существующих кабельных линий напряжением 10 кВ уменьшится на 1,3 км;

– в перспективе требуется замена кабельных линий напряжением 10 кВ ТП-650 – ТП-643, так как при изменении нормальной схемы для нагрузок ближайшей перспективы кабель с площадью сечения жил 35 мм² не удовлетворяет требованиям термической стойкости;

– в ТП-640 заменить две панели ЩО70 на панели с набором предохранителей большего номинального тока;

– по сети напряжением 0,38 кВ перевести нагрузку ряда потребителей на другие линии;

– рекомендовать потребителям «Юнидрев», «Рубикон-Агро», «Ореол» и ряду других потребителей выполнить компенсацию реактивной мощности или увеличить сечение питающих кабельных линий напряжением 0,38 кВ.

В перспективе 2015 г. развитие производственных мощностей потребителей вызывает необходимость строительства новой подстанции 110/10 кВ глубокого ввода с подключением ее по двум воздушным линиям напряжением 110 кВ от подстанции 110/35/10 кВ «Руба».

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГОРОДА МИНСКА

Митько А.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, профессор ФЕДИН В.Т.

Минск является одним из быстро растущих городов СНГ. Такой рост города предопределяет большие электрические нагрузки для всех отраслей промышленности, коммунального и транспортного хозяйства. Схема питающей сети г. Минска имеет весьма разнообразную и разветвленную структуру. Сети, находящиеся в черте города, представлены воздушными линиями 110 и 35 кВ, отдельными кабельными линиями 110 кВ, кабельными линиями 35, 10 и 6 кВ. Почти все подстанции 35, 110 кВ имеют возможность питания от нескольких линий одновременно. В рассматриваемый нами район сети входят линии и подстанции, находящиеся между тремя центрами питания: ПС 330 кВ «Северная», ПС 330 кВ «Восточная» и ПС 110 кВ «ТЭЦ-3». К данному району относятся 6 цепей воздушных линий 110 кВ с отпайками от них, 2 кабельные линии 35 кВ, а также ряд воздушных линий 35 кВ. В районе имеется 10 подстанций на напряжение 110 и 35 кВ.

Необходимость принятия решений по повышению надежности сетей г. Минска обусловлена непрерывным ростом нагрузки потребителей, моральным и физическим износами оборудования. Для принятия этих решений необходима достоверная и полная информация об отказах и ее анализ. Основным источником данных является опыт эксплуатации, позволяющий выявлять отказы, неисправности, ремонтпригодность оборудования. Существующие методы сбора и обработки информации предусматривают учет отключений и повреждений, неисправность электроустановок с регистрацией в журналах. Часть отключений и повреждений классифицируется авариями и браками в работе.

По данным о причинах аварийных отключений ВЛ и эффективности их АПВ имеются следующие данные: на первом месте – 54 % причина не установлена, в боль-

шинстве случаев АПВ неуспешное, но по прошествии некоторого времени по команде диспетчера производится успешное включение ВЛ вручную. Второе место – 26 % отключение ВЛ вызывает падение деревьев на провода, действие АПВ практически всегда неуспешное. Анализ аварийности за последние годы показывает увеличение числа отключений воздушных линий из-за падения деревьев или перекрытия на поросль. Третье место – 10 % повреждение изоляции, перекрытие гирлянд изоляторов, разрушение опорных изоляторов ВЧ заградителей. Четвертое место – 7 % занимают «другие» случаи, вызванные случайными событиями, такими как, самовольная работа автокрана, включение короткозамыкателей. Пятое и шестое места со значениями в 2 % и 1 % занимают ложное действие РЗА и атмосферные перенапряжения.

Исходной информацией для анализа повреждаемости для нас являлся журнал аварийных отключений цепей воздушных линий 110 кВ. Требовалось вычислить параметр потока отказов, среднее время восстановления, коэффициенты аварийного и планового простоев ЛЭП на основе имеющихся статистических данных. При расчетах использовались формулы [1, 2]:

$$\omega_B = \frac{N_{уст} 100}{LT}; \quad (1)$$

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^{N_{уст}} T_i^{уст}}{N_{уст} 8760}; \quad (2)$$

$$K_B = \omega_B T_B; \quad (3)$$

$$K_{\Pi} = \omega_{\Pi} T_{\Pi}, \quad (4)$$

где ω_B – параметр потока отказов, отказ/год на 100 км;

T_B – среднее время восстановления повреждения, 10^{-3} год/отказ;

T_{Π} – среднее время планового ремонта, 10^{-3} год/простой;

K_B и K_{Π} – коэффициенты аварийного и планового простоев;

L – длина линии, км;

T – расчетный период, лет;

$N_{уст}$ – количество устойчивых отказов, т. е. тех отказов, которые не удалось устранить при помощи АПВ;

$T_i^{уст}$ – время восстановления устойчивого отказа, час.

При последовательном соединении n элементов:

$$K_B = \sum_{i=1}^n K_{Bi}; \quad (5)$$

$$K_{\Pi} = \max\{K_{\Pi i}\}. \quad (6)$$

При параллельном соединении двух элементов при отсутствии ограничений по пропускной способности в параллельных цепях:

$$K_B = K_{B1} K_{B2} + K_{B1} K_{\Pi 2} + K_{B2} K_{\Pi 1}; \quad (7)$$

$$K_{\Pi} = 0. \quad (8)$$

Среднее время восстановления повреждения для данной сети составило 6 ч 21 мин. или $0,724 \cdot 10^{-3}$ года.

Особый интерес представляла для нас одна из цепей, при анализе отключений которой было установлено, что большая их часть совпадает со временем повреждений на другой цепи. Поэтому данная цепь длиной 23,5 км была разбита на два участка 17,06 км и 6,44 км, и поток отказов определялся для каждого участка в отдельности. Получен-

ные данные использовались для вычисления коэффициентов аварийного простоя подстанций 110 кВ. Для этого были составлены схемы надежности питания для каждой из подстанций, в которые вошли следующие элементы: трансформаторы с выключателями на стороне высшего напряжения, отпайки и питающие линии с выключателями.

Полученные при расчете надежности результаты приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Расчет параметров надежности для цепей 110 кВ

Номер цепи	Длина L , км		ω_B , отказ/год на 100 км	$K_B \cdot 10^{-4}$
1	34,2		1,76	4,358
2	34,2		1,76	4,358
3	34,2		1,76	4,358
4	23,5	17,01	3,52	8,716
		6,4	28,18	
5	24,2		2,48	4,345
6	7,7		31,24	17,420

Таблица 2. Расчет коэффициентов аварийного простоя для подстанций 110 кВ

Номер подстанции	$K_B \cdot 10^{-6}$		ΔK_B , %
	действительный	проектный	
1	8,32	19,34	-57,0
2	7,33	18,19	-60,0
3	6,87	17,66	-61,1
4	12,60	7,44	69,4
5	1942,00	498,10	289,9
6	21,38	22,55	-5,2

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы: повышения надежности требуют подстанции 4 и 5. Действительный коэффициент K_B на подстанциях ниже значений, вычисленных по показателям надежности, принимаемых при проектировании. Это можно объяснить низким временем устранения последствий повреждения, что обусловлено близким расположением данных линий к предприятию электрических сетей, а также тем, что данные подстанции питаются от линий, которые находятся в хорошем состоянии и подвергаются менее агрессивному воздействию окружающей среды.

При разработке вариантов питающей сети были рассмотрены и учтены многие факторы. В настоящее время во многих крупных городах, таких как Москва и Санкт-Петербург, производят замену воздушных линий на кабельные. Во многом это связано не только с требованиями повышения надежности электроснабжения потребителей, но и с желанием придать городским территориям более эстетический вид, освободить дополнительные территории для дальнейшей застройки. Поэтому в основу разработки питающей сети города Минска было положено применение современного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена (с СПЭ-изоляцией) на напряжение 110 кВ. Преимущества усовершенствованной конструкции и современной технологии производства кабелей с СПЭ-изоляцией обусловили его повсеместное применение в развитых странах и заметное сокращение использования других типов кабеля [3].

Кабели с СПЭ-изоляцией имеют большое количество преимуществ. Они имеют больший, чем у других кабелей, диапазон рабочих температур. Пропускная способность (допустимые токи нагрузки) увеличивается на 20–30 % путем увеличения допустимой температуры на жиле по сравнению с кабелями с бумажной изоляцией. При размещении одножильного кабеля в плоскости его нагрузочная способность возрастает еще на 5–10 % [3]. Прокладка и монтаж кабелей могут осуществляться при температуре до минус 15–20 °С без предварительного подогрева с радиусом изгиба до 15 наружных

диаметров, при однократном изгибе – до 7,5 наружного диаметра. Повышена и экологическая безопасность: отсутствие жидких включений обеспечивает сохранение чистоты окружающей среды. Кабели имеют высокий ток термической стойкости при коротких замыканиях, что особенно важно в случае, когда площадь сечения кабеля выбрано только на основании номинального тока, небольшую массу, меньший диаметр и, соответственно, радиус изгиба, легкость прокладки, как в кабельных сооружениях, так и в земле на сложных трассах.

В первую очередь заменялись линии, имеющие наибольшее число отказов за рассматриваемый период. Также учитывались подстанции, у которых ущерб от аварийных простоев наиболее отличался от проектного: 4, 5. Было разработано два варианта развития сети – А и Б. Заменялись как линии в целом, так и отдельные их участки.

Ввиду того, что часть наиболее повреждаемых линий была перепроектирована в кабельные, необходимо было пересчитать коэффициенты аварийного простоя для подстанций 110 кВ рассматриваемого района. Необходимо было задаться некоторым потоком отказов за год на единицу длины и временем восстановления повреждения кабельной линии 100 кВ. При отсутствии точных данных по данному параметру необходимо было решить эту задачу в условиях неопределенности. Проблема в том, что производство кабелей с СПЭ-изоляцией, как и сооружение на их основе линий электропередач, освоено в СНГ сравнительно недавно. Малый срок эксплуатации подобных объектов не позволяет определить такие параметры как поток отказов, время восстановления повреждения, нормативный срок службы, сроки проведения своевременных плановых ремонтов. Но кабельные линии с СПЭ-изоляцией существуют, их исследуют, разрабатывают различные инструкции, нормативные документы. Поэтому был принят поток отказов кабеля с СПЭ-изоляцией на основе [4, 5] $\omega_{к-СПЭ} = 0,28$ отказа/год на 100 км и время восстановления $T_{Вк-СПЭ} = 2,854 \cdot 10^{-3}$. Полученные результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3. Коэффициенты аварийного простоя подстанций 110 кВ для вариантов А и Б

Подстанция	$K_B \cdot 10^{-6}$		
	действительный	Вариант А	Вариант Б
4	12,6	10,84	1,326
5	1942,0	1665,0	13,25
6	21,38	24,70	7,94

По полученным результатам можно сделать следующие выводы:

- применение современной кабельной продукции является эффективным способом повышения надежности электроснабжения подстанций в черте города, позволяющим освободить дополнительные территории под застройку, понизить повреждаемость цепей, проходящих по лесопарковым массивам, улучшить экологическую обстановку;
- при замене воздушных линий на кабельные требуется провести анализ повреждаемости разрабатываемой сети для выявления наиболее ненадежных цепей, подстанций, что позволит снизить затраты на повышение надежности электроснабжения потребителей.

Литература

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие. – Ростов-на-Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
2. Анищенко В.А. Надежность систем электроснабжения: учебное пособие. – Минск: УП «Технопринт», 2001. – 160 с.

3. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник. – М.: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2008. – 480 с.

4. Научно-технический семинар: распределительные сети России 21 века [электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.elks.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

5. Доклад по силовым кабелям с СПЭ-изоляция [электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.energoaudit.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

УДК 621.311

АЛГОРИТМИЧЕСКАЯ И ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РАСЧЕТОВ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕЖИМНОЙ ИНФОРМАЦИИ ПО ДАННЫМ ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЙ

Гапанюк С.Г., Вацкель С.Л.

Научные руководители – канд. техн. наук, доцент ШИМАНСКАЯ Т.А., БОБРОВ А.В.

Поставлена задача опытно-промышленной реализации и апробации вероятностной методики определения потерь энергии в питающих сетях энергосистем, согласно которой вместо случайной величины потерь определяется ее математическое ожидание

$$\Delta \mathcal{E} = M_p T, \quad (1)$$

где M_p – математическое ожидание потерь мощности в сети за период времени T

$$M_p = \frac{1}{U_{\text{ср}}^2} \sum_{k=1}^m R_k (M_{P_k}^2 + M_{Q_k}^2 + D_{P_k} + D_{Q_k}), \quad (2)$$

T – интервал стационарности временных рядов узловых мощностей $p_i(t)$, $q_i(t)$;

M_{P_k} , M_{Q_k} – математические ожидания потоков мощности по ветвям сети, определяемые путем расчетов потокораспределения при приложении в узлах математических ожиданий нагрузок M_p , M_q , определяемых за период времени T по показаниям счетчиков энергии на вводах трансформаторных подстанций;

D_{P_k} , D_{Q_k} – дисперсии потоков мощности k -ой ветви сети, определяемые на основе блочной матрицы корреляционных моментов узловых мощностей

$$[\mathbf{K}] = \begin{pmatrix} k_{pp} & k_{pq} \\ k_{qp} & k_{qq} \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} D_{P_k} \\ D_{Q_k} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} C' & C'' \\ -C'' & C' \end{pmatrix}^{(k)} \begin{pmatrix} k_{pp} & k_{pq} \\ k_{qp} & k_{qq} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} C' & C'' \\ -C'' & C' \end{pmatrix}^{(k)T}, \quad (3)$$

где $(C' \ C'')^{(k)}$ – k -ая строка соответственно вещественной и мнимой составляющих комплексной матрицы коэффициентов распределения \mathbf{C} .

Корреляционные моменты узловых мощностей k_{p_i, p_j} вычисляются на основе текущих телеизмерений ТИГ или по данным электронных счетчиков АСКУЭ – $P_{30 \text{ мин сред}}$, $P_{3 \text{ мин сред}}$. Они также считаются неизменными на интервале стационарности T .

По такой методике можно определить нагрузочные потери в сети за $T = 1$ месяц, а потери за год – как сумму потерь за каждый месяц. Как видим, получаемые значения потерь зависят от используемых исходных данных и методик расчета вероятностных характеристик режимной информации.