

ОЦІНКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РИЗИКІВ
ВІДМОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ НА БЛОКАХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙЛазуренко К. О., аспірант, e-mail: kostyan22@gmail.comШевченко В. В., д.т.н., проф., e-mail: zurbagan8454@gmail.com

Національний технічний університет «ХПІ», Харків, Україна

Актуальність дослідження. Енергетична незалежність будь-якої країни визначається рівнем розвитку електроенергетики, її надійністю і технологічною відповідністю світовому рівню. Але натеper в нашій національній енергетиці стоїть питання не просто забезпечення надійності та безпеки експлуатації електрообладнання (ЕО) електростанцій, а питання самої можливості його експлуатації. Обладнання на ТЕС і АЕС, зокрема, турбогенератори (ТГ), відпрацювало свій ресурс і потребує заміни. Але війна, економічне становище України, висока вартість ЕО робить цю заміну неможливою. Тому в Україні проводиться не повна заміна, а тільки часткові роботи по модернізації ЕО блоків електростанцій, ТГ і їх окремих елементів. Оцінка технічного стану ТГ на блоках теплових і атомних електростанцій, основних джерел електроенергії в Україні, підтвердила можливість продовження терміну їх експлуатації понад нормативний час, що встановлений заводом-виробником. Але це можливо тільки при своєчасному виявленні явних і прихованих дефектів, повноті і якості їх усунення, виборі оптимальних режимів роботи, своєчасному проведенні ремонтів і модернізації [1]. Тому дослідження, що присвячені визначенню експлуатаційних ризиків відмов турбогенераторів під час їх експлуатації, наразі актуальні і важливі.

Метою дослідження є визначення головних видів дефектів ТГ, що призводять до їх відмов, а також визначення збитків від відмов турбогенераторів на блоках станцій.

Основні матеріали досліджень. Оцінка технологічних та експлуатаційних ризиків експлуатації електрообладнання (ЕО) виконується на аналізі статистичних даних щодо визначення найбільш характерних видів дефектів та оцінки збитків від відмов турбогенераторів на блоках станцій. Одночасно із технологічними та експлуатаційними ризиками, для оцінки важливості визначеного дефекту необхідно враховувати й ринкові показники: ціни, кон'юнктуру тощо.

Оцінка можливих ризиків у світовій практиці турбогенераторобудування виконується на базі аналізу статистичних даних щодо експлуатації ЕО. Для зниження втрат через аварійні зупинки ТГ необхідно знати, з яких причин вони трапляються найчастіше. Серед таких причин значну частину складають типові дефекти, тобто дефекти, які повторюються в більшій частині випадків в ТГ одного типу, з подібними конструкціями та за подібних умов експлуатації. Але статистика експлуатації показує, що не менш важливими є приховані дефекти, які часто мають швидкий розвиток і призводить до значних пошкоджень ТГ, і тривалим відновлювальним ремонтним роботам.

Перелік відмов по ТЕС та АЕС України (по значенню зменшення ризику) такий:

- для ТГ з водневим охолодженням - пошкодження масляних ущільнень валів;
- для ТГ з водяним охолодженням - порушення бандажів лобових частин обмотки статора, тріщини в паяних з'єднаннях лобових частин і кріплень обмотки статора в пазах, нещільність порожнистих провідників, обрив болтів та тріщини у зварних швах напірного та зливного колекторів, тріщини в мідних трубках подачі води у виводи обмотки статора;
- зниження тиску пресування, «розпушування» та руйнування шихтованих листів крайніх пакетів осердь статорів;
- для ТГ з контактним збудженням - знос і порушення контактних кілець і щіток;
- порушення балансування роторів і пов'язані з ними пошкодження струмопідводів і валів, збільшені зміщення лобових частин у різних режимах роботи генератора, ослаблення кріплення лобових частин обмоток;
- технологічні та експлуатаційні дефекти ізоляції обмотки статора.

Найважливішими (по ризику наслідків) є такі дефекти:

- тріщини в валу ротора та в деталях бандажних вузлів ротора;
- руйнування торцевих частин шихтованих пакетів осердь статорів, що призводить до руйнувань бандажів та ізоляції лобових частин обмоток статорів;
- порушення оливних ущільнень ТГ з водневою системою охолодження, що призводять до викиду водню в машинний зал.

Не всі дефекти ТГ призводять до відмов, тому оцінка їх складності та перспективного ризику аварійної зупинки слід проводити за чисельними показниками, наприклад, за оцінкою строків питомого простою ТГ (в годинах за рік на один ТГ). Визначимо ризик прояву дефекту (D) як добуток ймовірності появи дефекту (B) на усереднену величину шкоди (U) від наслідків появи дефекту, як $D = B \cdot U$. Проаналізуємо дані про збитки через різні види відмов ТГ електростанцій України потужністю 200, 300 та 1000 МВт з воднево-водяним охолодженням.

Таблиця 1. Збитки від різних видів відмов турбогенераторів

Потужність ТГ, МВт	Середня частота відмов ТГ, 1/(ТГ·рік)	Тривалість середнього простою на одну відмову ТГ, години	Можливі збитки (ризик)	
			Час питомого простою, години/(ТГ·рік)	Питоме недовироблення електроенергії, 10^6 (кВт·год)/(ТГ·рік)
1000 (АЕС)	0,33	46,8	15,4	15,4
300 (ТЕС)	0,41	45,0	18,4	9,2
200 (ТЕС)	0,57	65,0	37,0	8,2

Зношене обладнання потребує додатковий контроль, збільшення кількості каналів оцінки стану. Аналіз робіт різних авторів дозволяє зробити висновок, що необхідно забезпечити додатковий контроль вібрації найбільш навантажених вузлів, встановити додаткові датчики з виведенням їх показників на пульт оператора в режимі *on-line*, [1]. Для ТГ посилення вібрації призводить до руйнування обмоток статора та осердя, що потребує капітальних ремонтів або навіть повної заміни статора чи всього генератора. Також для зношеного обладнання необхідний постійний контроль температури активних та конструктивних частин статора. Тобто. необхідне встановлення додаткового комплексу термодатчиків. Внаслідок цього навантаження на оператора, який контролює роботу ТГ, значно зростає, а згідно з дослідженнями психологів, які працюють на АЕС, навантаження на оператора не може бути більшим за 5-9 подій. Тому при підвищенні кількості параметрів, що приходять до оператора, контроль безпеки і надійності роботи обладнання знижується, інформація стає надмірною і людина її не зможе аналізувати. Тому при виборі додаткових каналів інформації ведеться ретельний відбір, встановлювати найінформативніші показники. За цим критерієм встановлено, що найбільшу інформацію несуть дані вібродатчиків, які певною мірою можуть інформувати і про тепловий стан окремих частин генератора, і навіть про можливі надриви і руйнування, наприклад, бандажів і клинів.

Висновок. Для забезпечення наростаючих потреб в електроенергії необхідно або розширювати машинний парк електростанцій, або збільшувати в результаті модернізації потужність вже працюючих ТГ: на АЕС – до 1200-1500 МВт; на ТЕС – до 325-350 МВт, одночасно виконуючи додаткові роботи щодо забезпечення їх надійності, своєчасності визначення появи типових та розвитку скритих дефектів, встановлення ймовірності аварійних зупинок ТГ шляхом встановлення додаткових датчиків вібро-контролю в режимі *on-line*.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Shevchenko V.V., Minko A.N., Dimov M. Improvement of Turbogenerators as a Technical Basis for Ensuring the Energy Independence of Ukraine. Kharkov: NTU "KhPI". Electrical engineering and electromechanics. 2017. No.10. Pp. 78-83.